

**EVALUACIÓN DE MÉTODOS DE RECOBRO EFICIENTES PARA
YACIMIENTOS DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO FORMACIÓN VILLETA
MEDIANTE UN ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE ROCA Y FLUIDOS**

BEATRIZ ELENA GOMEZ YEPES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BUCARAMANGA**

2021

**EVALUACIÓN DE MÉTODOS DE RECOBRO EFICIENTES PARA
YACIMIENTOS DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO FORMACIÓN VILLETA
MEDIANTE UN ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE ROCA Y FLUIDOS**

BEATRIZ ELENA GOMEZ YEPES

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
especialista en ingeniería de yacimientos**

Director

Julian Andres Franco Muñoz

Msc Ingeniería de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BUCARAMANGA**

2021

DEDICATORIA

Primero que todo a Dios, quien es mi guía y fuerza para seguir el camino de la vida.

A mi Hija Elena, quien me ha enseñado la paciencia y es el motor más fuerte para seguir adelante, a mi esposo por su amor y su apoyo incondicional en las etapas de mi vida, a mis padres por impulsarme a alcanzar mis metas personales y profesionales. A mis Hermanas por siempre creer y ayudarme en mis decisiones.

Esta es mi familia y la bendición más grande que me ha dado Dios. Esto es para ustedes.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES CUENCA DEL PUTUMAYO	14
1.1. SISTEMA PETROLÍFERO	15
1.2. GENERALIDADES FORMACIÓN VILLETAS	16
2. MÉTODOS DE RECOBRO	19
2.1. RECUPERACIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO	21
2.1.1. Recuperación Primaria.....	21
2.1.2. Recuperación secundaria.	21
2.1.3. Recuperación terciaria y/o mejorada	22
3. TECNOLOGÍAS IOR APLICADAS EN EL MUNDO.....	19
4. SCREENING MÉTODOS DE RECOBRO.....	29
4.1. INYECCIÓN DE AGUA.....	32
4.2. INYECCIÓN DE CO ₂ MISCIBLE E INMISCIBLE.....	35
4.3. PROCESO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE CO ₂	39
4.4. INYECCIÓN DE VAPOR EN FORMA CONTINUA O CÍCLICA:	40
4.5. INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	44
4.6. INYECCIÓN DE SURFACTANTES-POLÍMEROS. MICELARES	46
4.7. INYECCIÓN DE NITRÓGENO	49

4.8. INYECCIÓN DE GAS RICO O GAS POBRE	51
5.0 SCREENING PARA LA FORMACIÓN VILLETA MEDIANTE EL SOFTWARE ECOEOOR	54
5.1. ANÁLISIS DE ANALOGÍAS	57
5.2. GENERALIDADES DEL PROCESO WAG	62
5.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN WAG:	63
5.4. CASOS HISTÓRICOS DE PROCESOS DE INYECCIÓN WAG:.....	64
5.5. CRITERIOS DE SCREENING PARA LOS MÉTODOS DE RECOBRO EN LA FORMACIÓN VILLETA – ARENA N.....	68
5.6. CRITERIOS DE SCREENING PARA LOS MÉTODOS DE RECOBRO EN LA FORMACIÓN VILLETA – CALIZA A.....	74
6. RESULTADOS DEL SCREENING	81
7. CONCLUSIONES	84
8. RECOMENDACIONES.....	85
BIBLIOGRAFIA.....	86

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Criterios de screening para inyección de agua	33
Tabla 2. Profundidades recomendadas para CO ₂ miscible	36
Tabla 3. Profundidades recomendadas para CO ₂ inmisible	36
Tabla 4. Definición de Siglas de las tablas de Screening	37
Tabla 5. Criterios de Screening para CO ₂ inmisible	37
Tabla 6. Criterios de Screening para CO ₂ miscible	38
Tabla 7. Criterios de Screening para inyección de vapor continua	42
Tabla 8. Criterios de Screening para inyección de vapor cíclica.....	43
Tabla 9. Características más importantes de los proyectos más exitosos de inyección de polímeros	45
Tabla 10. Criterios de Screening para inyección de Polímero	46
Tabla 11. Criterios de Screening para inyección de Surfactante- Polímero (Micelares)	48
Tabla 12. criterios de screening para la inyección de nitrógeno	50
Tabla 13. Criterios de screening para la inyección de gas pobre.....	52
Tabla 14. Criterios de screening para la inyección de gas rico.	53
Tabla 15. Información Mínima requerida de la Formación Villeta	55
Tabla 16. Información Adicional de la Formación Villeta	56
Tabla 17. Autores relacionados para cada método de Recobro	66
Tabla 18. Cumplimiento de Criterios para Inyección de CO ₂ Inmisible	69
Tabla 19. Cumplimiento de Criterios Inyección CO ₂ Miscible	70
Tabla 20. Descripción de criterios de evaluación Inyección CO ₂ Miscible	71
Tabla 21. Cumplimiento de Criterios Inyección Gas Pobre.....	71
Tabla 22. Cumplimiento de Criterios Inyección Gas Rico	72
Tabla 23. Cumplimiento de Criterios Inyección de agua	73

Tabla 24. Cumplimiento de Criterios para Inyección de Polímeros Fm Villeta Arena N.	74
Tabla 25. Cumplimiento de Criterios Inyección de agua - Caliza A	75
Tabla 26. Cumplimiento de Criterios Combustión in situ - Caliza A.....	76
Tabla 27. Inyección de CO ₂ miscible	77
Tabla 28. Cumplimiento de Criterios Inyección Gas Pobre Caliza A	78
Tabla 29. Cumplimiento de Criterios Inyección de Gas Rico – Caliza A.....	79
Tabla 30. Cumplimiento de Criterios de Inyección de Polímeros.....	80

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Campos – Análogos Fm Villeta N (Escenario 1).	58
Gráfica 2. Campos – Análogos Fm Villeta N (Escenario 2).	59
Gráfica 3. Campos – Análogos Fm Villeta N (Escenario 3).	60
Gráfica 4. Campos – Análogos Fm Villeta N (Escenario 4).....	61

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Columna Estratigráfica Cuenca Putumayo	14
Ilustración 2 Sección estructural de la Cuenca del Putumayo	18
Ilustración 3. Clasificación de los Métodos IOR, Modificado de Classification of IOR Methods	19
Ilustración 4. Clasificación de los Métodos IOR, Modificado de Classification of IOR Methods (Joseph Lach, 2010).....	20
Ilustración 5. Proyectos IOR/EOR en el Mundo.....	25
Ilustración 6. Procesos de Recobro Secundario en Colombia	26
Ilustración 7. Procesos de Recobro Terciario en Colombia	27
Ilustración 8. Factor de Recobro actual de Colombia del 18%.....	28
Ilustración 9. Proceso del recobro mejorado.....	30
Ilustración 10. Vista esquemática del proceso WAG.	63
Ilustración 11. Tipo de gas inyectado en procesos WAG.....	64
Ilustración 12. Tipo de formación objeto de procesos WAG	64
Ilustración 13. Tipo de locación proceso WAG	65
Ilustración 14. Etapas del Piloto.....	82

NOMENCLATURA

NC.	Parámetro no crítico
NI.	Parámetro no investigado
NE.	Parámetro No especificado
SS.	Areniscas.
C.	Carbonatos
D.	Dolomitas
L.	Limolitas
NPC,	National Petroleum Council
PRI.	Petroleum Recovery Institute (Canadá)
SSI.	Scientific Software Intercomp.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE MÉTODOS DE RECOBRO EFICIENTES PARA YACIMIENTOS DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO FORMACIÓN VILLETA MEDIANTE UN ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE ROCA Y FLUIDOS*

AUTOR: BEATRIZ ELENA GOMEZ YEPES*

PALABRAS CLAVE: MÉTODOS DE RECOBRO, CUENCA DEL PUTUMAYO, FORMACIÓN VILLETA.

DESCRIPCIÓN:

La Formación Villeta en la cuenca del Putumayo ha evidenciado una drástica caída de presión de yacimientos y disminución de producción por lo cual surgió la necesidad de la búsqueda de un método de recobro eficiente para aplicar en esta formación. En este trabajo de grado se inicia con una explicación de los principales métodos de recobro y de las características generales de la formación Villeta. Esta Monografía se desarrolló mediante la recopilación y análisis de parámetros de roca y fluidos de la formación Villeta específicamente para las arenas Villeta N y Caliza A de la cuenca del Putumayo para luego mediante el software ECOEOR realizar las corridas de Screening y analogías con otros campos del mundo y así seleccionar los métodos de recobro que se podrían aplicar a esta formación teniendo en cuenta las condiciones de Roca – Fluido. Se realizó el análisis de resultados de analogías donde se determina que el campo con mayor analogía en el mundo para la formación Villeta en la arena N y Caliza A, es el campo Quarantine Bay operado por la empresa Gulf E&P en Estados Unidos con el proceso de recobro WAG, en el análisis de las corridas de screening se obtiene que los métodos de recobro de inyección de gas e inyección de agua son los que arrojaron mayor puntaje y que podrían ser aplicados a esta formación de la cuenca del Putumayo.

* Trabajo De Grado

* Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos, Especialización en ingeniería de yacimientos. Director: Julian Andres Franco Muñoz. M.Sc. Ingeniería de Petróleos. Codirector: Jesus Alberto Botett Cervantes. M.Sc. Ingeniería de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF EFFICIENT RECOVERY METHODS FOR RESERVOIR IN THE PUTUMAYO BASIN VILLETA FORMATION THROUGH AN ANALYSIS OF ROCK AND FLUID PARAMETERS*

AUTOR: BEATRIZ ELENA GOMEZ YEPES*

PALABRAS CLAVE: RECOVERY METHODS, PUTUMAYO BASIN, VILLETA FORMATION.

DESCRIPTION:

The Villeta Formation in the Putumayo basin has shown a drastic drop in reservoir pressure and decrease of production, whereby arose the need to search for an efficient recovery method to apply in this formation. In this tesis is shown begins with an explanation of the main recovery methods and the general characteristics of the Villeta formation. This Monograph was developed through the compilation and analysis of rock and fluid parameters of the Villeta formation. Specifically, for the Villeta N and Limestone A of the Putumayo basin and then using the ECOEOR software to carry out Screening runs and analogies with other fields of the world and thus selecting the recovery methods that could be applied to this formation by taking into account the Rock - Fluid conditions. The analysis of results of analogies was carried out where it is determined that the field with the greatest analogy in the world for the Villeta formation in the N sand and Limestone A, is the Quarantine Bay field operated by the Gulf E&P company in the United States with the process of WAG recovery. The analysis of the results of the screening runs were carried out, obtaining that the recovery methods with Gas injection and water injection are the ones that yielded the highest scores, and that they could be applied to this formation of the Putumayo basin.

* Degree Work

* Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos, Especialización en ingeniería de yacimientos. Director: Julian Andres Franco Muñoz. M.Sc. Ingeniería de Petróleos. Codirector: Jesus Alberto Botett Cervantes. M.Sc. Ingeniería de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

La Formación Villeta en la cuenca del Putumayo ha sido un objetivo secundario en producción durante varios años, no obstante, esta formación se ha visto evidenciado por una caída en la presión de yacimiento impactando la producción de los campos, y a su vez, el VPN de los proyectos de desarrollo en esta área. Para la Formación Villeta no se tiene definido un método de recobro eficiente para el aumento del factor de recobro.

Este proyecto se desarrolló teniendo como objetivo la evaluación de métodos de recobro eficientes para la Formación Villeta enfocados en las arenas Villeta N y Caliza A que son potenciales en la producción de hidrocarburos. Para este estudio se recopiló la información de propiedades petrofísicas y de fluidos del área de los pozos que se encuentran actualmente produciendo de esta formación.

Una vez recopilada la información mínima requerida, tanto de yacimientos, fluidos y litología, se realizaron cuatro (4) escenarios para la corrida de screening, dos (2) escenarios con valores fijos y dos escenarios con valores en rangos. Estas corridas se realizaron mediante el software ECOEOR donde se obtuvieron los métodos de recobro con mayores puntajes para ser aplicados a la arena N y Caliza A de la Formación Villeta.

1. GENERALIDADES CUENCA DEL PUTUMAYO

La cuenca Caguán - Putumayo limita al norte con Caguán (Caquetá) y al sur con el departamento de Putumayo. Los límites al oriente con el escudo de Guyana, al norte con la serranía de la Macarena y al sur con el país Ecuador.

La cuenca Caguán – Putumayo se divide en dos sectores el sector del Putumayo y sector de Caguán Norte. Esta cuenca comparte su historia geológica con la cuenca de Oriente en Ecuador y la cuenca de los Llanos en Colombia, considerándose como una cuenca tipo antepaís (Foreland).

Ilustración 1. Columna Estratigráfica Cuenca Putumayo

EDAD	UNIDAD	LITOLOGIA	CARACTERÍSTICAS	
QT	QT		Depósitos Aluviales	
PLIO- PLEISTOCENO	Fm. Caimán		Intercalaciones de arcillas y areniscas arcillosas	
	Fm. Ospina		Arcillas intercaladas con areniscas de grano grueso	
MOCENO	Grupo Orito-Belén			
	OLIGOCENO INFERIOR	Fm. Orteguaza		Arcillas y areniscas arcillosas intercaladas. Desarrollo de capas carbonosas
EOCENO SUPERIOR	Fm. Pepino		Intercalaciones de conglomerados, areniscas y delgadas capas arcillosas	
PALEOCENO	Fm. Rumiyocho		Arcillas intercaladas con delgadas capas de areniscas de grano fino	
C R E T A C E O	V I L L E T A	Int. N		Intercalaciones de potentes paquetes de Shales, limolitas y calizas. Algunas limolitas cambian facialmente a areniscas de grano fino a medio
		F m. Int. M2		
		Int. A		
		Int. U		
		Int. B		
		Int. T		
		Int. C		
	Fm. Caballos		Intercalaciones de arenisca de grano fino a grueso con arcillolitas y limolitas	
JUR. SUPERIOR	Fm. Saldaña		Rocas volcánicas intercaladas con litoarenitas y areniscas arcillosas. Desarrollo de intrusivos	
Triásico Superior	Fm. Payandé		Rocas calcáreas afectadas por metamorfismo	
Precámbrico	Basamento		Rocas ígneas y metamórficas del escudo	

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Open Round Colombia, 2010. p.7.

Las zonas con excelente potencial en esta cuenca sector del Putumayo son las formaciones Caballos como objetivo primario y Villeta como objetivo secundario, donde actualmente se encuentran perforados y completados los pozos de esta área.

La Formación Caballos se encuentra a profundidades mayores que la Formación Villeta quien se subdivide en calizas y areniscas.

1.1. SISTEMA PETROLÍFERO

El Sistema petrolífero de esta cuenca según Ecopetrol S.A.,³ se clasifica de la siguiente forma:

- **Roca generadora.** Presenta un estilo de generación similar al de la Cuenca de los Llanos Orientales, en donde la parte más profunda de la cuenca al oeste sirve de generador a los hidrocarburos, siendo el Horizonte M2 de la Formación Villeta la roca generadora del petróleo, encontrado en el Horizonte N, este presenta intercalaciones de potentes paquetes de arcillas, limolitas y calizas.
- **Roca almacén.** Es la Formación Villeta Horizonte N, la cual presenta intercalaciones de arenas de grano fino y calizas.
- **Roca Sello.** Es la Formación Rumiayaco, la cual presenta intercalación de arcillas con capas de areniscas de grano fino.
- **Migración.** Se presenta hacia las partes estructuralmente más favorables localizadas al este de la cuenca hasta alcanzar objetivos estratigráficos (Formación Villeta Horizonte N).

³ EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS, ECOPETROL S.A. Informe Técnico Campo Sucumbíos. Bogotá. 2012. p. 8

La Formación Villeta ha sido de gran interés en la cuenca del Putumayo por mostrar excelente potencial de hidrocarburos.

1.2. GENERALIDADES FORMACIÓN VILLETA

Formación Villeta. (Cretáceo superior, Cenomaniano) Según Julivert, M²⁴ corresponde a una compleja asociación de ambientes que comprende plataforma marina, línea de costa siliciclástica y planicies costeras bajas, que se formaron como consecuencia de una transgresión marina de largo período (Cretáceo Tardío), con breves, pero importantes periodos de caída del nivel del mar. Estos eventos originaron una alternancia de secuencias de lutitas, calizas y areniscas, siendo más notables hacia la base de esta unidad. Esta Formación infrayace a la Formación Rumiyaco con un contacto discordante y suprayace a la Formación Caballos con un contacto normal, tiene un espesor promedio de 1060 pies. El área de aporte de los sedimentos se situaba al Oriente.

Adicionalmente, se han reconocido de base a techo las siguientes unidades: Intervalo C Terrígeno (Calcáreo), Arenisca T (Terrígeno), Caliza B (Calcáreo), Lutita U - B (Terrígeno), Intervalo U (Terrígeno), Caliza A (Calcáreo), Arenisca M2 (Terrígeno), Caliza M2 (Calcáreo), Intervalo M - N (Terrígeno), Arenisca N (Terrígeno).

Las mayores variaciones entre areniscas, calizas y lutitas se presentan hacia la base de la Formación Villeta (desde el tope de la Caliza M2, hasta la base del Intervalo C), y puede ser considerado en términos operacionales como Villeta

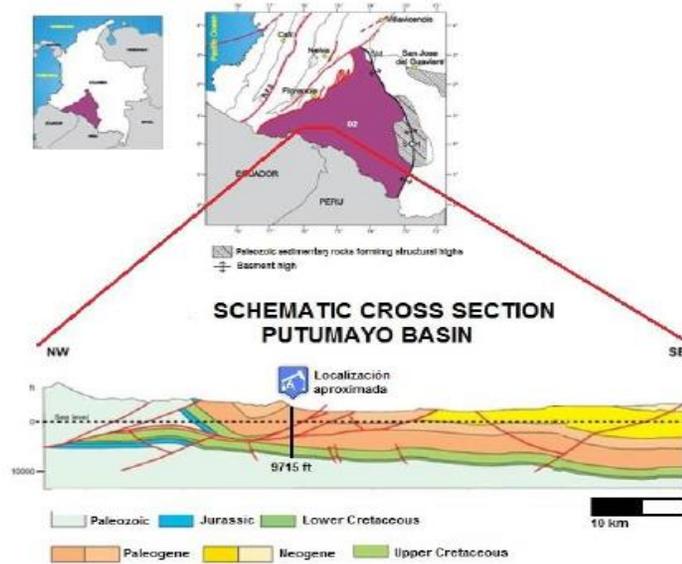
⁴ JULIVERT, M. *Léxique Stratigraphique International*. Amérique Latine, Colombie, Precambrien, Paleozoique, Mesozoiqué et intrusions d'age. Paris. 1968. p. 475.

Inferior, el resto de la unidad (desde el tope de la Caliza M2 hasta el tope de la Formación), es considerado en términos operacionales como Villeta Superior y está constituido principalmente por lutitas. Los mayores espesores se localizan en el occidente de la cuenca, donde estaba el eje de la cuenca cretácea, estos decrecen hacia el Oriente y se acuñan contra el basamento económico.

Las Unidades arenosas (Areniscas T, U inferior, U Superior, M y N). Son predominantemente cuarzoarenitas, con bajos contenidos de micas; color pardo y grises, de media a buena selección, los granos son subredondeados, el tamaño de grano varía de conglomerático a grano muy fino. Hacia el Occidente presentan facies marinas, con un alto contenido de glauconita, hacia el Oriente gradan a facies transicionales.

Las Unidades calcáreas (Calizas C, B, A, y M2). Están predominantemente formadas por lodo y algunos fragmentos calcáreos (material esquelético). En los registros eléctricos se observa una fuerte interestratificación entre calizas y margas. En algunos sectores de la cuenca, se presentan sobrecrecimientos calcáreos (no arrecifales). Muchas de estas unidades calcáreas, hacia el Oriente gradan a lutitas, como la Caliza C.

Ilustración 2 Sección estructural de la Cuenca del Putumayo



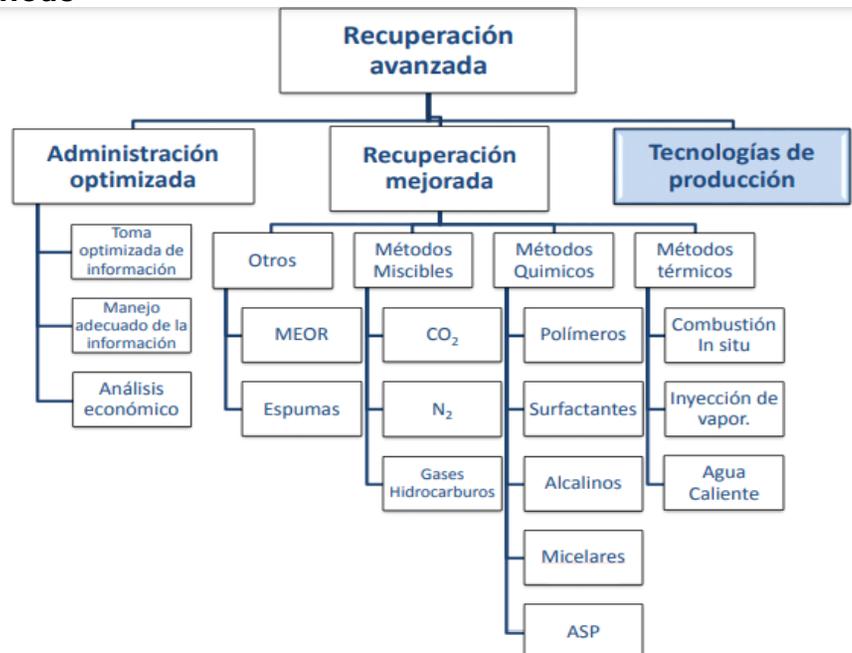
Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian sedimentary Basins. 2007. p.7. (Nota: Modificado por los autores)

2. MÉTODOS DE RECOBRO

Los métodos de recobro han tenido gran importancia a nivel mundial para los campos maduros cuando ha disminuido la presión de Yacimiento, y a su vez se ve reflejado en la producción del campo, por lo tanto, se tienen varias herramientas para la selección efectiva de estos métodos EOR.

El factor de recobro promedio a nivel mundial es del 37% con una gran diferencia de Colombia que tiene el 18%, ya que la mayoría de los campos no cuentan con procesos de recuperación secundaria o terciaria.

Ilustración 3. Clasificación de los Métodos IOR, Modificado de Classification of IOR Methods⁵

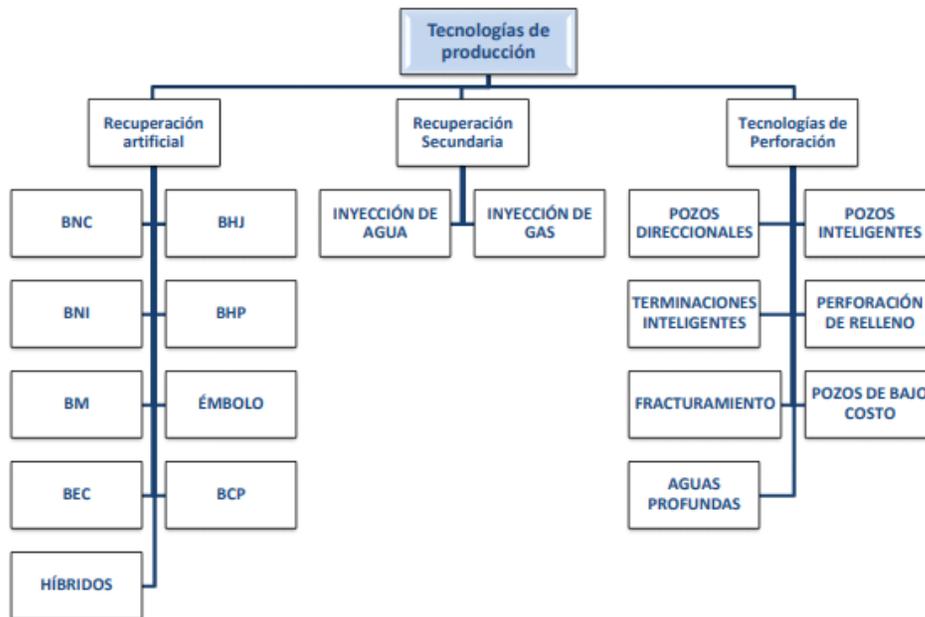


Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Tesis recuperación avanzada de hidrocarburos, p. 26.

⁵ Joseph Lach, 2010.

En la gráfica anterior, se observa la clasificación de los métodos de recobro miscibles, métodos químicos y métodos térmicos. Adicional, se describe las tecnologías de producción en la siguiente gráfica:

Ilustración 4. Clasificación de los Métodos IOR, Modificado de Classification of IOR Methods (Joseph Lach, 2010)



Fuente: Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis recuperación avanzada de hidrocarburos, p, 26.

Para definir mejor los métodos de recobro de hidrocarburos, se explica a continuación cada una de las etapas desde su inicio (Recuperación primaria) hasta su etapa final (Recuperación terciaria).

2.1. RECUPERACIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO

Son diferentes procesos que se realizan con el fin de extraer el mayor volumen posible del yacimiento aplicando diversas técnicas y principios físicos y químicos, estos ocurren durante las primeras etapas de producción, descritas a continuación.

2.1.1. Recuperación Primaria. Paris de Ferrer⁶, define que la recuperación primaria ocurre en el inicio de producción de un yacimiento, cuando los fluidos son producidos por la energía natural del reservorio, esto sucede cuando la presión del yacimiento es mayor que la presión hidrostática, pero, conforme va transcurriendo el tiempo, la presión tiende a disminuir de manera más acelerada o no dependiendo del mecanismo de producción que tenga (gas en solución, capa de gas, acuífero activo, expansión roca fluido o drenaje gravitacional); cuando el pozo no tiene la energía suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie se emplean sistemas de levantamiento artificial que le dan presión al sistema y optimizan los caudales y producción, a esta etapa se le conoce como recuperación primaria.

2.1.2. Recuperación secundaria. Paris de Ferrer⁷, dice, que cuando se requiere mejorar la producción después de un proceso de recuperación primaria, normalmente a los yacimientos se les inyecta un fluido menos costoso que el petróleo para darle una energía adicional al yacimiento y mantener un gradiente de presión, para evitar la declinación acelerada de la presión y la producción, esto se realiza con un arreglo de pozos en donde unos son inyectores, los cuales desplazan el petróleo y otros productores. Hasta el principio de los años 70 los únicos fluidos

⁶PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. Producción primaria, secundaria y terciaria, p. 15.

⁷ Ibid., p.2.

que se consideraban adecuados para inyectar a un yacimiento de petróleo eran agua y en algunos casos gas natural.

2.1.3. Recuperación terciaria y/o mejorada. Paris de Ferrer⁸, afirma que después de las recuperaciones primaria y secundaria el yacimiento contiene un promedio del 72% del crudo originalmente en el sitio, es por eso, que se desarrollaron diferentes métodos para aumentar las reservas y mejorar la recuperación, estos métodos se dividen básicamente en 3 (tres) ramas:

- **Térmicos.** Dentro de los cuales están la inyección de vapor, la inyección de agua caliente, la combustión en sitio, electromagnetismo y SAGD, los cuales al aumentar la temperatura (especialmente en yacimientos de crudo pesado) mejoran las condiciones de movilidad del crudo y esto hace que la recuperación sea mejor.
- **Gases.** Que pueden ser miscibles o inmiscibles, los cuales principalmente son el CO₂, N₂, Agua alternada con gas y gases de combustión, estos buscan darle una mayor energía al yacimiento, mejorar las condiciones de movilidad, disminuir parámetros como la viscosidad y aumentar la gravedad API para tener un mejor recobro.
- **Químicos.** Estos métodos están fundamentados en la interacción química de sustancias como polímeros, surfactantes, álcalis, emulsiones o la combinación de ellos, los cuales al ser inyectados en el yacimiento buscan generar un desplazamiento uniforme y un barrido bueno del yacimiento haciendo que las reservas mejoren

⁸ Ibid., p.3.

3. TECNOLOGÍAS IOR APLICADAS EN EL MUNDO⁹

Las tecnologías IOR representan una amplia gama de métodos aplicables a yacimientos de distintas litologías y características, éstas son utilizadas en distintas regiones del mundo. Éstas se están o han sido utilizadas en los países productores de petróleo más importantes del mundo. Algunos procesos EOR se han aplicado en países como Canadá, Estados Unidos, Brasil, Venezuela y China por mencionar algunos. Ejemplos exitosos de la implementación de estos procesos son:

- **Canadá:** implementación de procesos de drenado con vapor (SAGD) en el Campo Dover Field.
- **Trinidad y Tobago:** Inyección de vapor en los campos Crude E.
- **Brasil:** Inyección de vapor, inyección cíclica o también llamada estimulación huff and puff implementados desde 1969, derivado del descubrimiento de aceite pesado en Sergipe-Alagoas y Potiguar, cuencas costa dentro del territorio. La inyección de vapor cubre un amplio rango de viscosidades y es responsable de casi la tercera parte de los procesos de recuperación, esto es un 3% de la producción total.¹⁰

La inyección de gas representa el segundo método EOR más importante de la última década. El CO₂ y la inyección de hidrógeno, ya sea miscible o inmisible, son los procesos más aplicados. El CO₂ se ha convertido en el proceso EOR más importante en los Estados Unidos. Canadá, Turquía y Trinidad y Tobago, también, utilizan la inyección de CO₂, de igual forma, Australia, Croacia y Noruega, están en planeación y evaluación para la implementación de proyectos de inyección de CO₂

⁹ YANIZ, Ricardo. Recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR). p. 36.

¹⁰ Dr. Leonid S., Dr. Eduardo M., Prof. Vladimir Alvarado. 2005

en un futuro próximo. La inyección de gases de hidrocarburo es también utilizada ampliamente como un proceso de inyección de gas para la recuperación de aceite mediante un desplazamiento, conocido como WAG (Water-Alternating-Gas). Muchos proyectos de inyección de gas de hidrocarburo en condiciones de desplazamiento miscible e inmisible fueron implementados en Alaska, Noruega, Kuwait y Venezuela.

Cabe destacar que los procesos EOR son tema atractivo en la recuperación de aceite en cualquier proyecto petrolero, pero no son la única alternativa que brinda el enfoque IOR, los métodos de recuperación secundaria, la recuperación artificial, las tecnologías de producción, la perforación direccional y las estrategias de desarrollo de campos a partir de la combinación de las tecnologías mencionadas; son hoy en día la mejor opción para obtener un rendimiento mayor y por supuesto un factor de recuperación final más eficiente. Países como Noruega, Estados Unidos, Brasil, Canadá, China, entre otros, han sido pioneros y siguen a la vanguardia en el uso y aplicación de las tecnologías y métodos IOR; desde la perforación de pozos direccionales, inteligentes hasta procesos químicos de recuperación mejorada.

En la siguiente imagen se muestran las diferentes tecnologías IOR y en qué países son utilizadas, es otra forma de tener un mejor panorama de Colombia con respecto a la Recuperación de Hidrocarburos.

Ilustración 5. Proyectos IOR/EOR en el Mundo.¹¹

PROYECTOS IOR/EOR EN EL MUNDO											
TECNOLOGÍAS IOR	PAÍSES										
	Canadá	Brasil	EUA	Trinidad y Tobago	Noruega	Malasia	Rusia	Egipto	China	Venezuela	Australia
Combustión in situ	✓	✓							✓	✓	
Inyección de vapor		✓	✓	✓			✓	✓		✓	
SAGD											
CHOPS	✓								✓	✓	
ASP	✓						✓		✓	✓	
Inyección de surfactantes		✓					✓				
Inyección de CO2	✓		✓	✓	✓						✓
Inyección de nitrógeno			✓								
WAG			✓		✓			✓		✓	
Espumas											
Gases hidrocarburos					✓						
Inyección de alcalinos		✓					✓				
Microbios		✓	✓		✓	✓					
Inyección de agua		✓	✓	✓			✓	✓		✓	
Inyección de agua salada		✓	✓		✓	✓					✓
Pozos horizontales	✓	✓	✓		✓		✓		✓	✓	
SAP	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Fracturamiento hidráulico			✓			✓			✓		
Aguas profundas		✓	✓		✓						

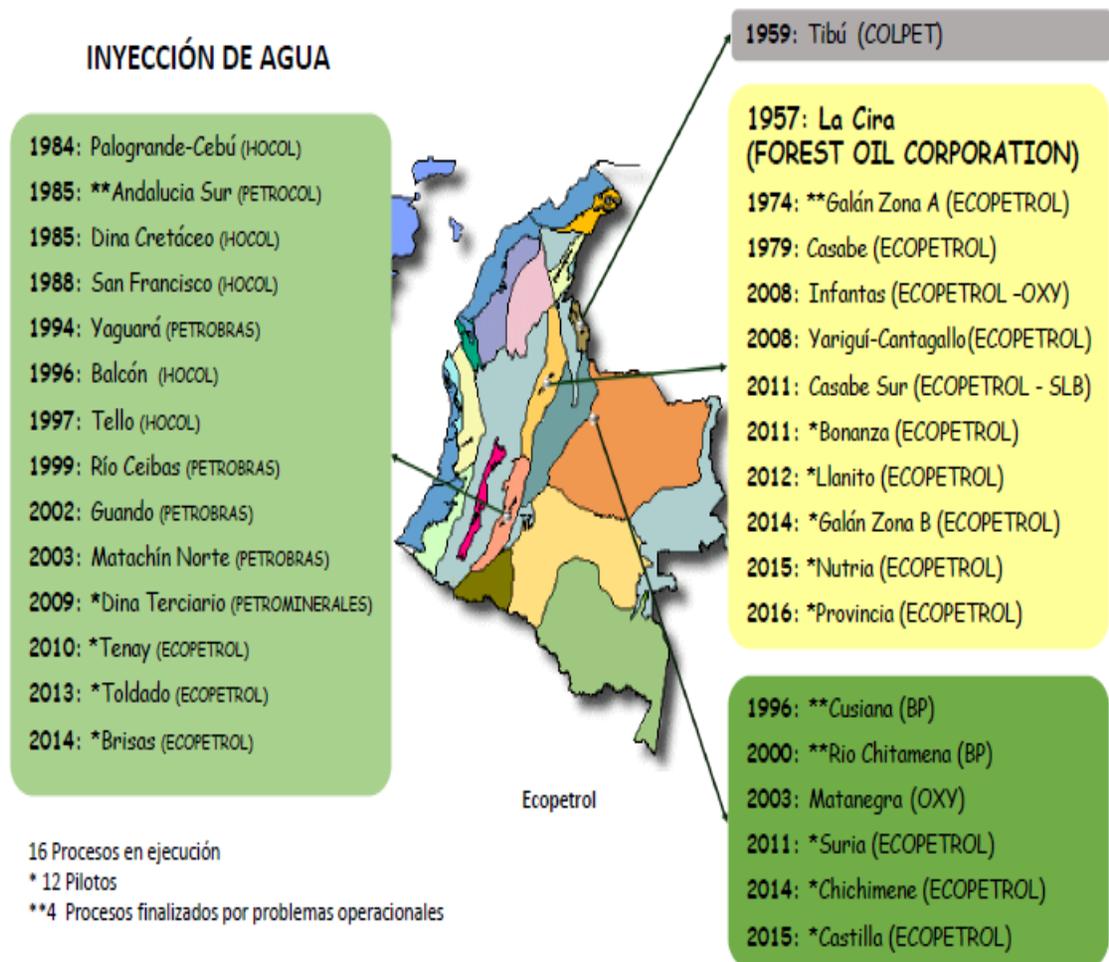
Fuente: YANIZ, Ricardo. Recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR). p. 38.

Nota: En Colombia el aporte de la Producción se representa en un 79% en el recobro primario, 11% en el recobro secundario, 6% en el recobro químico y un 4% en inyección de vapor.

¹¹ De La Fuente, Alcudia, 2015.

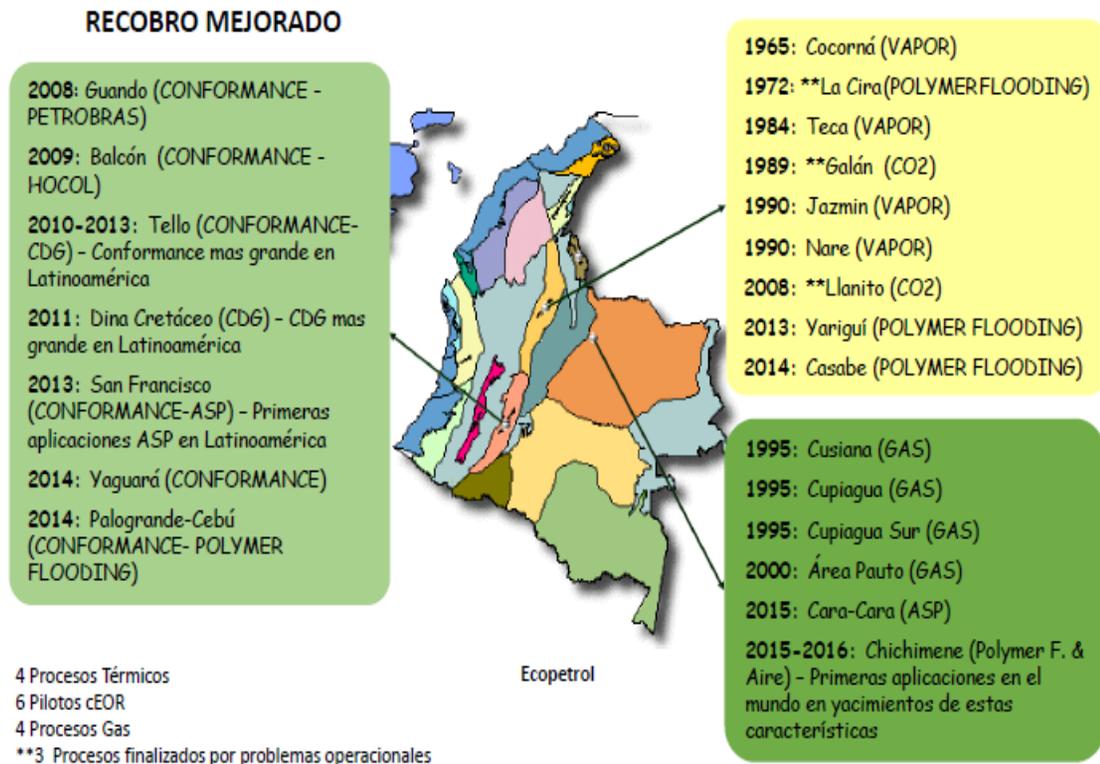
Para entender un poco el panorama en Colombia en cuanto a recobro secundario y recobro terciario se muestran las siguientes gráficas con los proyectos en ejecución y los pilotos en cada campo petrolero en las etapas de producción.

Ilustración 6. Procesos de Recobro Secundario en Colombia



Fuente: Programa de Especialización en Ingeniería de Yacimientos. Presentación Recobro Térmico, p, 61.

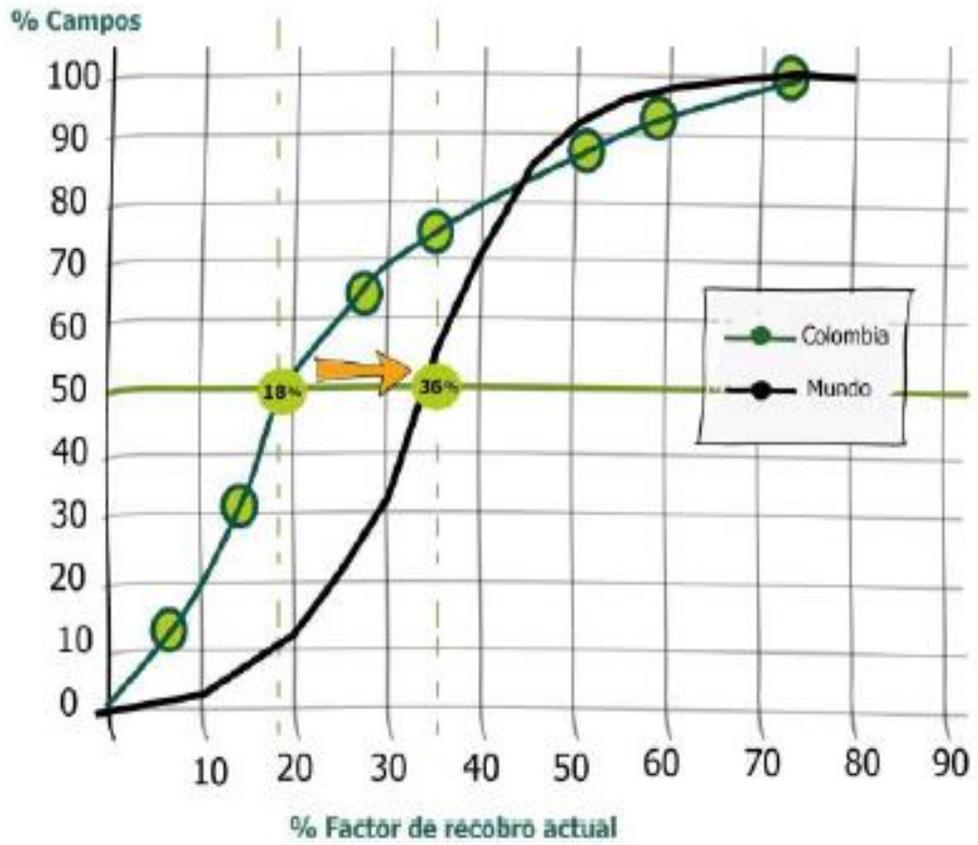
Ilustración 7. *Procesos de Recobro Terciario en Colombia*



Fuente: Programa de Especialización en Ingeniería de Yacimientos. Presentación Recobro Térmico, p, 63.

La importancia del recobro mejorado en Colombia, como se explicó anteriormente, es el valor del factor de recobro actual del país (18%) con respecto al valor del factor de recobro a nivel mundial (36%), para un 50% de los campos, según Ilustración 8. Lo que ha hecho que los proyectos con recuperación secundaria y terciaria sean atractivos aumentando la producción de aceite y el factor de recobro actual de los campos. Sin embargo, estos procesos de recobro mejorado requieren grandes inversiones y disponibilidad de fluidos para que se puedan llevar a cabo. Varios de los proyectos en Colombia de Recobro terciario se han suspendido debido a las inversiones (Capital) que se requieren para su ejecución en la etapa de extensión.

Ilustración 8. Factor de Recobro actual de Colombia del 18%



Fuente: Programa de Especialización en Ingeniería de Yacimientos. Presentación Recobro Térmico, p, 66.

4. SCREENING MÉTODOS DE RECOBRO¹²

El screening de los métodos de recobro mejorado, tiene por objetivo la selección del método EOR técnicamente adecuado y económicamente más rentable, que se ha de implementar en el yacimiento estudiado. El esquema de selección total, al cual es sometido un yacimiento candidato a un proceso EOR, comprende cinco etapas o fases básicas:

- **Fase 1:** Comprende la recopilación de la información sobre el yacimiento, lo cual incluye los datos obtenidos en laboratorio y campo, información geológica e identificación de los parámetros críticos del yacimiento.
- **Fase 2:** Predicciones de la respuesta del yacimiento y evaluación económica. Esta fase involucra la selección de los procesos de recobro mejorado, potencialmente aplicables mediante un "Screening Binario" preliminar, su posterior evaluación mediante modelos de predicción y un análisis económico para obtener como resultado un método EOR recomendado a ser estudiado en las siguientes etapas de selección.
- **Fase 3:** Pruebas de laboratorio. Sirven para afinar los parámetros de recobro a ser utilizados en una simulación del yacimiento en donde se evalúa el proceso de recobro mejorado.
- **Fase 4:** Pozos pilotos. La realización de pruebas piloto en campo sirve para obtener los parámetros de operación óptimos y sus resultados. Su evaluación

¹² DELGADO, Luis Eduardo. Piedecuesta, Julio 2009. Screening Binario de Recobro Mejorado Campo Loro, p.9.

indicará la posible conveniencia de extender el proyecto a mayor escala en el yacimiento.

- **Fase 5:** Etapa final. Esta etapa comprende el diseño final, con base en los resultados de las etapas anteriores y el desarrollo del proyecto en el campo.

La implementación de proyectos de Recobro mejorado es costosa, dispendiosa y requiere de varios recursos, así como la selección de yacimientos con suficientes reservas recuperables y buenos pozos candidatos para que el proyecto sea rentable.

Para entender Gráficamente todas las etapas que comprende el proceso para elegir un método de recobro mejorado es el siguiente:

Ilustración 9. *Proceso del recobro mejorado*



Fuente: Programa de Especialización en Ingeniería de Yacimientos. Presentación Recobro Térmico, p, 38.

A continuación, se describen algunos aportes y reportes en la literatura relacionados con la selección de métodos de recobro.

Goodyear en 1994, presentó un flujo de trabajo que incluye una etapa de screening o tamizaje de las alternativas y evaluación preliminar para decidir qué proceso EOR se necesita.

J.J. Taber en 1997, presenta una recopilación de datos de proyectos de recuperación mejorada de petróleo aplicados exitosamente alrededor del mundo.

ICP en 2004, realizaron el software Screening_ICP con el fin de seleccionar de manera preliminar los métodos de recobro mejorado que se ajustaran a los campos de Colombia.

Al-Adasani, A, & Bai, B., en 2010, Realizaron una actualización de la metodología desarrollada por Taber y otros autores en 1996, para la selección del método de recobro mejorado más apropiado en un yacimiento determinado, la cual, consiste en la ampliación de los rangos de selección mediante la inclusión de más de 633 proyectos de recobro mejorado implementados y publicados en la SPE y Oil & gas Journal de 1999 al 2008.

Martha Trujillo, Diana Mercado, Gustavo Maya SPE-139222-MS en 2010, realizaron la selección de la metodología para evaluación de los métodos EOR para aplicación de los campos de Colombia.

Jose Eduardo Bolaños Ecuador en 2016, Utilización de software EOR Detect para screening de recuperación mejorado de petróleo en los campos de Ecuador.

José Arnulfo Córdor Tarco, Ph.D., en 2017, realizó la caracterización petrofísica del campo de estudio y uso la metodología para la selección de métodos de recuperación mejorada desarrollado J.J. Taber.

Los métodos de recobro mejorado (EOR) para estudiar en los procesos de screening son los siguientes¹³:

4.1. INYECCIÓN DE AGUA¹⁴.

La inyección de agua o *waterflooding* es el método de recobro secundario más ampliamente aplicado, el primero en haber sido usado (1880), y el que se considera como la primera alternativa para mantener niveles de producción rentables tras la declinación natural de un yacimiento con los criterios de screening correspondientes.

La inyección de agua se empezó a popularizar en 1950, y actualmente es la responsable de la mayor producción de crudo de los Estados Unidos. Las principales razones por las cuales la inyección de agua, es aceptada a lo ancho del mundo como una técnica de recobro económica y confiable son:

- Amplia disponibilidad del agua.
- Bajo costo del agua al compararla con otros fluidos de inyección.
- Facilidad de inyección del agua hacia la formación.
- La alta eficiencia con la cual el agua desplaza al aceite.

¹³ DELGADO, Luis Eduardo. Piedecuesta, Julio 2009. Screening Binario de Recobro Mejorado Campo Loro p.11.

¹⁴ Ibid., p.13.

A continuación, en la Tabla 1, se describen los criterios de screening para inyección de agua analizando los parámetros más representativos como Viscosidad del aceite, gravedad API y saturación de agua y aceite adicional los comentarios según cada autor.

Tabla 1. Criterios de screening para inyección de agua

PARÁMETRO	VALOR	AUTOR
Viscosidad del aceite, cp.	Relaciones de movilidad deben estar entre 0.2 - 5. Como primera aproximación William Cobb sugiere $M=0.333 \times \text{Viscosidad del aceite}$	William Cobb (2001)
Gravedad API del aceite	> 15° API. En el rango de gravedades API de 15-30 el recobro incremental esperado por inyección de agua es de 50-100% del recobro primario. Por encima de 30° API se espera un recobro incremental igual al 100% de recobro primario.	E.C. Donaldson (1985)
Saturación de aceite actual, fracción.	> 40%	Ganesh C. Thakur (1998)
Saturación de agua actual, fracción	< 50%	Ganesh C. Thakur (1998)
Saturación de Gas actual, fracción	< 30%	Petroleum Engin. Handbook (1987)
Saturación de agua irreducible	< 50%	Ganesh C. Thakur (1998)
Espesor productor neto, ft	No crítico	Ganesh C. Thakur (1998)
Permeabilidad Promedia de Yac,	No crítico	Ganesh C. Thakur (1998)

PARÁMETRO	VALOR	AUTOR
Porosidad, fracción	No crítico	Ganesh C. Thakur (1998)
Temperatura del Yacimiento. °F	No crítico	Ganesh C. Thakur (1998)
Presión actual de Yacimiento, psi	En yacimientos homogéneos (Coeficiente de Dykstra Parsons =0) el máximo recobro se obtiene cuando el waterflooding es iniciado en $P_{yac}=P_b$ (P. Burbuja). La literatura reporta que en yacimientos heterogéneos son obtenidos buenos resultados de recobro cuando el waterflooding se inicia a presión de yacimiento ligeramente menor a P_b .	Ganesh C. Thakur (1998)
Profundidad formación productora, ft	No crítico	Ganesh C. Thakur (1998)
Mecanismo de producción	Se prefieren yacimientos con trampas estratigráficas producidas por empuje de gas disuelto, sin empuje de agua muy fuerte, en los cuales permanecen altas saturaciones de aceite después del recobro primario. Un yacimiento con empuje de agua natural fuerte hace innecesario la inyección de agua. Yacimientos con alto fallamiento o barreras de permeabilidad hacen no económicos los procesos de inyección de agua.	Petroleum Engin. Handbook (1987)
Litología (Areniscas, Calizas)	Areniscas, calizas, no muy recomendado en zonas con cavernas. En zonas con alto contenido de montmorillonita, smectita, se han observado hinchamiento al empezar el waterflooding.	Petroleum Engin. Handbook (1987)

PARÁMETRO	VALOR	AUTOR
Salinidad promedia agua formación, ppm	No crítico	Petroleum Engin. Handbook (1987)

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, p.12.

4.2. INYECCIÓN DE CO₂ MISCIBLE E INMISCIBLE¹⁵.

El CO₂ se utiliza en procesos EOR de dos formas: desplazamiento miscible y desplazamiento inmisible. La inyección de CO₂ se puede realizar en un campo en cualquiera de las siguientes maneras:

- Inyección continua de CO₂.
- Inyección de CO₂ seguida por gas (nitrógeno o gas de chimenea).
- Inyección de agua carbonatada.
- Inyección de un bache continuo de CO₂, seguido por inyección de agua.
- Inyección alterna de baches de CO₂, seguidos por agua (WAG).
- Inyección simultanea de CO₂ y agua.

En la tabla 2, se hace referencia a las profundidades recomendadas para ser aplicada la técnica de CO₂ miscible según la gravedad API, teniendo limitación en los grados API menores a 22, donde no cumple con requerimientos de CO₂.

¹⁵ Ibid., p.13.

Tabla 2. *Profundidades recomendadas para CO2 miscible*

Gravedad API (°API)	Profundidad debe ser mayor que (ft)
> 40	2500
32 a 39.9	2800
28 a 31.9	3300
22 a 27.9	4000
< 22	No cumple con requerimientos de CO2

Fuente: Investigación. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Piedecuesta: Ecopetrol ICP, Julio 2009, 7p.

En el caso del desplazamiento miscible, Taber-Martín-Seright explican que la profundidad del yacimiento debe ser lo suficientemente grande para permitir presiones de inyección más altas que la MMP, la cual se incrementa con la temperatura y la viscosidad del crudo. Las profundidades recomendadas de acuerdo con proyectos de inyección de CO2 son:

Tabla 3. *Profundidades recomendadas para CO2 inmisible*

Gravedad API (°API)	Profundidad debe ser más grande que (ft)
13 a 21.9	1800
< 13	No cumple con requerimientos de CO2 miscible y/o inmisible

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 8 p.

Las principales limitaciones de la inyección de CO₂ son: conseguir una fuente de abastecimiento de CO₂ para el yacimiento a bajo costo, y los problemas de corrosión que puede causar el CO₂ en el pozo, especialmente, cuando hay un rompimiento

temprano del gas inyectado. A continuación, la tabla 5 y 6 menciona los criterios de yacimientos mas importante para escoger la técnica de recobro.

Tabla 4. Definición de Siglas de las tablas de Screening

SIGLA	DEFINICIÓN
NC	Parámetro no crítico
NI	Parámetro no investigado
NE	No Especificado
SS	Areniscas
C	Carbonatos
D	Dolomitas
L	Limolitas

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 8 p.

Tabla 5. Criterios de Screening para CO₂ inmisible

Parámetro de yacimiento	Autor		
	LEWIN (1976)	KRING-FAROUQ ALI (1980)	TABER-SERIGHT (1997)
Viscosidad del aceite en Yac, cp	< 1000	10-1000	< 600
Gravedad API, °API	10.-25.	10.-25.	> 12
Saturación actual de aceite, fracción	> 0.25	> 0.5	> 0.35
Espesor productor, ft	NC	NC	NC

Permeabilidad promedio Yac, mD	NC	NC	NC
Temperatura de Yacimiento, °F	NC	NC	NC
Presión de Yacimiento, Psia	> 1000	> 1000	NC
Profundidad formación. Ft	> 2300	> 2300	> 1800
Litología	C o SS	C o SS	SS o C
porosidad * Saturación de aceite	NC	> 0.08	NC

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 8 p.

Tabla 6. Criterios de Screening para CO₂ miscible

PARÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTOR							
	LEWIN (1976)	NPC (1976)	MCREE (1977)	IYOHO (1978)	TABER- MARTIN (1983)	STALKUP (1984)	SSI (1986)	TABER- SERIGHT (1997)
Viscosidad del aceite en Yac, cp	< 12	< 10	< 5	< 10	< 15	< 10	< 10	< 10
Gravedad API, °API	> 30	> 27	> 35	30-45	> 26	> 27	> 18	> 22
Saturación actual de aceite, fracción	> 0.25	NC	> 0.25	> 0.25	> 0.3	> 0.2	NC	> 0.2
Espesor productor, ft	NC	NC	NC	NC	< 30	NC	NC	NC

Permeabilidad promedia Yac, mD	NC	NC	> 5	> 10	NC	NC	NC	NC
Temperatura de Yacimiento, °F	NC	< 250	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Presión de Yacimiento, Psia	> 1500	> 1100	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad formación. Ft	> 3000	> 2300	> 2000	> 2500	> 2500	> 2500	NC	Según API
Litología	NC	SS	SS o C	NC	SS o C	SS o C	NC	SS o C
Porosidad * Saturación de aceite	> 0.04	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 18 p.

4.3. PROCESO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE CO₂.

Guerrero, C y Zamora, H¹⁶, dicen que la inyección de dióxido de carbono se ha utilizado por más de cincuenta años en la industria del petróleo como método de recobro mejorado para reducir la viscosidad del crudo y facilitar su explotación, actualmente se tienen dos métodos de inyección de CO₂, en el primer método el CO₂ se inyecta en la periferia del yacimiento realizando un barrido del petróleo hacia

¹⁶ GUERRERO, Cindy y ZAMORA, Héctor. Evaluación de un proceso de estimulación con CO₂ miscible utilizando simulación numérica. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Santander. Bucaramanga, 2011, 145 p.

los pozos productores, en este método la inyección de CO₂ se alterna con la inyección de agua para aumentar la eficiencia de barrido a través de los canales de flujo del reservorio, en el segundo método se habla de una inyección cíclica, donde el CO₂ se inyecta en determinada cantidad al reservorio, el pozo se cierra por cierto tiempo dejando el yacimiento en remojo con el CO₂ y que este entre en contacto con los fluidos almacenados allí, luego el pozo se abre a producción, a continuación se describe el proceso de inyección cíclica de CO₂ , ya que este es el proceso que se utilizara en la simulación.

4.4. INYECCIÓN DE VAPOR EN FORMA CONTINUA O CÍCLICA:

Método de recuperación térmica¹⁷ en el que se inyecta vapor en un pozo y luego se vuelve a poner en producción. Un proceso de inyección cíclica con vapor incluye tres etapas. La primera etapa es la inyección, durante la cual se introduce un tapón de vapor en el yacimiento. La segunda etapa, o fase de impregnación, requiere cerrar el pozo durante varios días para permitir la distribución uniforme del calor para diluir el petróleo. Por último, durante la tercera etapa, se produce el petróleo diluido a través del mismo pozo. Se repite el ciclo tanto tiempo como sea redituable la producción de petróleo. La inyección cíclica con vapor se utiliza de manera extensiva en yacimientos de petróleo pesado, arenas bituminosas y, en algunos casos, para mejorar la inyectividad antes de operaciones de inundación con vapor o combustión en sitio. La inyección cíclica con vapor también se denomina impregnación con vapor o método "huff and puff " (nombre como se conoce en el sector).

¹⁷ Oilfiled Glossary, Schlumberger.

La inyección cíclica de vapor (CSS, por sus siglas en inglés) es un método de recobro mejorado (EOR) térmico de los más aplicados a nivel mundial; sin embargo, presenta desafíos relacionados con la eficiencia energética del proceso y costos asociados a su operación.

Taber-Seright recomiendan que las saturaciones de aceite en el yacimiento deben ser mayores del 40%, y el 'net pay' de la zona a calentar debe ser mayor de 20 ft para minimizar las pérdidas de calor a las zonas adyacentes.

El vapor es aplicable principalmente a yacimientos con crudos muy viscosos, y en arenas de muy alta permeabilidad consolidadas o no consolidadas.

Debido a las excesivas pérdidas de calor en el "wellbore" los yacimientos sometidos a inyección de vapor deben ser someros (menores a 3500 ft en inyección cíclica y menores a 5000 ft en inyección continua).

La inyección de vapor no es usada normalmente en yacimientos de carbonatos. Adicionalmente en el yacimiento se requiere un bajo porcentaje de arcillas sensibles al hinchamiento por agua, con el fin de mantener una buena inyectividad. Según Seright³ (1997) las principales características de los proyectos de inyección de vapor de los años 90 son: gravedad API del crudo 8-27, viscosidad del aceite 10-137000 cp, saturación de aceite del 35-90%, permeabilidad promedio de la zona productora 63-10000 md, profundidad zona productora 150-4500 ft, temperatura de yacimiento de 60–280 °F.

En la Tabla 7 y 8, se referencian los criterios de screening para el método de inyección continua y cíclica de vapor según artículos publicados por los autores desde el año 1976 – 1997 (Taber Seright).

Tabla 7. Criterios de Screening para inyección de vapor continúa

PARÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTOR					
	NPC (1976)	LEWIN (1976)	IYOHO (1978)	TABER (1983)	SSI (1986)	TABER-SERIGHT (1997)
Gravedad API, °API	< 34	> 10	< 20	< 25	< 30	8 a 25
Temperatura de Yacimiento, °F	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Viscosidad del aceite en Yac, cp	< 1500	NC	< 1000	> 20	> 10	< 100000
Presión de Yacimiento, Psia	< 2000	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad prom Yac, mD	> 20	NC	> 1000	> 200	> 100	> 200
Espesor productor, ft	> 15	> 20	< 400	> 20	< 20	> 20
Profundidad formación. Ft	< 5000	< 5000	< 5000	< 5000	< 5000	< 5000

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 21 p.

Tabla 8. Criterios de Screening para inyección de vapor cíclica

PARÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTOR				
	NPC (1976)	LEWIN (1976)	IYOHO (1978)	TABER (1983)	SSI (1986)
Gravedad API, °API	< 15	< 15	NI	< 15	< 15
Temperatura de Yacimiento, °F	NC	NC	NI	NC	NC
Viscosidad del aceite en Yac, cp	< 4000	< 4000	NI	< 4000	< 4000
Presión de Yacimiento, Psia	NC	NC	NI	NC	NC
Permeabilidad promedia Yac, mD	< 2000	< 2000	NI	< 2000	< 2000
Espesor productor, ft	> 30	> 30	NI	> 30	> 30
Profundidad formación. Ft	< 3500	< 3500	NI	< 3500	< 3500
Saturación actual de aceite, fracción	> 0.45	> 0.45	NI	> 0.45	> 0.45

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 21 p.

4.5. INYECCIÓN DE POLÍMEROS¹⁸.

El objetivo de la inyección de polímeros es mejorar la eficiencia volumétrica de barrido durante un proceso de inyección de agua. Durante la inyección, ciertos polímeros de alto peso molecular (5-15MM) como las poliacrilamidas y las gomas xánticas se disuelven en el agua de inyección para disminuir la movilidad del agua. La concentración de polímero en proyectos de recobro mejorado generalmente está en el rango de 250 a 2000 ppm. El volumen de solución polimérica inyectada en un proceso de recobro mejorado, puede llegar a ser el 25-60% del volumen poroso del yacimiento.

Los polímeros aumentan el recobro del crudo mediante los siguientes mecanismos:

- Incremento en la viscosidad del agua.
- Disminución de la movilidad del agua.
- Contacto de un volumen poroso más grande del yacimiento con respecto a la inyección de agua tradicional.

Las características más importantes de los proyectos más exitosos de inyección de polímeros se muestran a continuación.

¹⁸ DELGADO, Op. Cit., p. 22.

Tabla 9. Características más importantes de los proyectos más exitosos de inyección de polímeros

PROPIEDAD	PROMEDIO 171 PROYECTOS- AÑOS 80	CAMPO MARMUL	CAMPO OERREL	CAMPO COURTENAY	CAMPO DAQUINQ
Relación viscosidad aceite/agua a Tyac.	9.4	114	39	50	15
T. yacimiento (°F)	120	115	136	86	113
Permeabilidad, mD	75	15	2	2	870
% OOIP al comienzo del proyecto	76	92	81.5	78	71
WOR al comienzo del proyecto	3	1	4	8	10
Concentración del polímero (HPAM), ppm	460	1	1,5	900	1
Lb polímero/acre-ft	25	373	162	520	271
Recobro de aceite proyectado, % OOIP	4.9	25*	13	30	11
BBL aceite/lb pol. Proyectado	1.1	1.2	1.4	0.96	0.57
BBL aceite/acre-ft, proyectado	27	461	230	499	155

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 14 p.

Según Seright, las principales características de los proyectos de inyección de polímeros de los años 90 son: gravedad API del crudo 14-43, viscosidad del aceite 1-80 cp, saturación de aceite del 50-92%, permeabilidad promedio de la zona productora 10-5000 md, profundidad zona productora 1300-9600 ft, temperatura de yacimiento de 80–185 °F.

Tabla 10. Criterios de Screening para inyección de Polímero

PARÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTOR				
	NPC (1976)	IYOHO (1978)	TABER (1983)	SSI (1986)	TABER-SERIGHT (1997)
Gravedad API, °API	NI	< 40	> 25	> 18	> 15
Temperatura de Yacimiento, °F	< 250	< 250	< 200	NC	< 200
Viscosidad del aceite en Yac, cp	< 150	NC	< 150	< 100	< 150
Presión de Yacimiento, Psia	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad promedia Yac, mD	> 10	> 50	> 10	> 30	> 10*
Espesor productor, ft	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad formación. Ft	NC	NC	< 9000	NC	< 9000
Saturación actual de aceite, fracción	NC	> 0.25	> 0.1	NC	> 0.5

* En yacimientos que la permeabilidad es menor de 50 mD, el polímero solo puede barrer las fracturas efectivamente a menos que el peso molecular del polímero sea lo **suficientemente**

Fuente: ECOPEPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 26 p.

4.6. INYECCIÓN DE SURFACTANTES-POLÍMEROS. MICELARES¹⁹

La inyección clásica de micelares consiste en la inyección de un tapón que contiene agua, surfactantes, polímeros, electrolitos (sal), algunas veces un cosolvente

¹⁹ Ibid., p. 26.

(alcohol), y posiblemente un hidrocarburo (aceite). El tamaño del tapón es a menudo 5-15% del volumen poroso del yacimiento (PV) para un sistema con alta concentración de surfactantes, y 15-50% PV para bajas concentraciones de surfactante. El tapón de surfactante es seguido por agua viscosificada con polímero. La concentración de polímero a menudo varía entre 500-2000 ppm, y el volumen del tapón de polímero inyectado puede llegar a ser el 50% del volumen poroso del yacimiento.

El surfactante produce un recobro incremental de crudo por los siguientes mecanismos. Disminución de la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

- Solubilización del aceite en el sistema micelar.
- Mejoramiento de movilidad.
- Alteración de Mojabilidad.

Generalmente se realiza el proceso después de un **waterflooding** (donde se debe tener mínimo una eficiencia areal del 50%), se prefieren además formaciones homogéneas sin altos contenidos de anhidrita, yeso o arcillas, los cloruros del agua de formación deben ser inferiores a 20,000 ppm y los iones divalentes inferiores a 500 ppm. Los problemas normales de la inyección de micelares son la alta adsorción de los surfactantes, interacción entre surfactante y polímero, degradación de los químicos a alta temperatura.

Los criterios más representativos de Screening para inyección de surfactante – Polímero según las publicaciones de los autores desde el año 1976 -1997 se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 11. Criterios de Screening para inyección de Surfactante- Polímero (Micelares)

PARÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTOR					
	LEWIN (1976)	NPC (1976)	IYOHO (1978)	TABER (1983)	SSI (1986)	TABER-SERIGHT (1997)
Gravedad API, °API	> 28	NI	> 30	> 25	> 18	> 20
Temperatura de Yacimiento, °F	< 200	< 250	< 250	< 135	< 200	< 200
Viscosidad del aceite en Yac, cp	< 20	< 100	< 20	< 30	< 100	< 35
Presión de Yacimiento, Psia	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad promedio Yac, mD	> 20	> 10	> 50	> 20	> 30	> 10
Espesor productor, ft	NC	NC	NC	> 10	NC	NC
Profundidad formación. Ft	< 8500	NC	NC	< 8000	< 10000	< 9000
Saturación actual de aceite, fracción	> 0.25	NC	> 0.26	> 0.3	NC	> 0.35

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 26 p.

4.7. INYECCIÓN DE NITRÓGENO²⁰

La inyección del nitrógeno en el yacimiento se realiza de forma miscible o inmisible, dependiendo de la presión y composición del crudo. Los principales mecanismos de recobro son:

- Vaporización de los componentes más livianos del crudo y generación de miscibilidad si la presión de inyección es más alta que la mínima presión de miscibilidad (MPM).
- Suministro de empuje adicional al crudo en una gran porción del yacimiento.
- Mejoramiento del drenaje por gravedad en zonas con alto buzamiento (miscible o inmisible).

El desarrollo de la miscibilidad solo puede ser lograda con aceites livianos y a muy altas presiones, por lo tanto, solo se aplica a yacimientos profundos (> 6000 ft). Los principales problemas son: el digitamiento viscoso puede resultar en una pobre eficiencia de barrido horizontal y vertical, los gases no hidrocarburos deben ser separados en las facilidades de superficie del crudo producido.

Según Seright las principales características de los proyectos de inyección de nitrógeno de los años 90 son: gravedad API del crudo 38-54, viscosidad del aceite 0.07-0.3 cp, saturación de aceite del 59-80%, profundidad zona productora 10,000-18,500 ft. En la siguiente tabla se referencian los criterios o parámetros de Yacimientos más representativos para la aplicación de la técnica de inyección de Nitrógeno.

²⁰ Ibid., p. 29.

Tabla 12. criterios de screening para la inyección de nitrógeno

PARÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTOR				
	TABER-MARTIN (1983)	E.C. DONALSON (1985)	LEONARD (1985)	PRI CANADA (1994)	TABER-SERIGHT (1997)
Viscosidad del aceite en Yac, cp	< 10	< 5	0.2-5	< 10	< 0.4
Gravedad API, °API	> 35	> 25	38-51	> 35	> 35
Saturación actual de aceite, fracción	> 0.3	> 0.25	> 0.3	> 0.3	> 0.4
Espesor productor, ft	< 30	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad promedia Yac, mD	NC	NC	3.-2000.	NC	NC
Temperatura de Yacimiento, °F	NC	NC	86-284	> 212	NC
Presión de Yacimiento, Psia	NC	> 2200	NC	> 2900	NC
Profundidad formación. Ft	> 4500	2800-5000	1200-15700	> 4900	> 6000
Litología	SS o C	SS o C	SS, D, L	SS o C	NC
Porosidad * Saturación de aceite	NC	NC	> 0.02	NC	NC

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 29 p

4.8. INYECCIÓN DE GAS RICO O GAS POBRE²¹

Consiste en la inyección de hidrocarburos livianos al yacimiento con el fin de formar un banco miscible de aceite. El gas se puede inyectar de tres formas diferentes:

- Inyección de un bache de gas (LPG-propano) miscible al primer contacto, de tamaño aproximado de 5% del volumen poroso, seguido por gas natural o gas y agua.
- Inyección de gas rico, 10-20% del volumen poroso de gas natural enriquecido con C₂ a C₆, seguido por gas pobre (metano) y posiblemente agua. En esta forma los componentes enriquecidos del gas son transferidos al crudo.
- Inyección de gas pobre (metano) a alta presión-vaporización, con el fin de vaporizar los componentes C₂ a C₆ del crudo. El recobro de crudo ocurre por:
 - Generación de miscibilidad en el empuje de gas por vaporización y/o condensación.
 - Incremento del volumen del aceite o hinchamiento.
 - Disminución de la viscosidad del aceite.
 - Desplazamiento inmisible del gas por drenaje gravitacional mejorado en yacimientos con alto buzamiento.

Limitaciones. Dependiendo del crudo del yacimiento la Mínima Presión de Miscibilidad varía desde 1200 psi para el LPG hasta 4000-5000 psi para empuje de gas a alta presión. Los principales problemas son: el digitamiento viscoso puede resultar en una pobre eficiencia de barrido horizontal y vertical, se requieren grandes cantidades de hidrocarburos, el solvente puede ser atrapado en el yacimiento y

²¹ Ibid., p. 31.

no recuperado al inyectar LPG. Según Seright las principales características de los proyectos de inyección de gas rico-gas pobre de los años 90 son: gravedad API del crudo 24-54 (miscible), viscosidad del aceite 0.04-2.3 cp, saturación de aceite del 30- 98%, profundidad zona productora 4040- 15900 ft. A continuación, se describen los criterios de screening según las publicaciones de los autores desde 1984 -1997 y los parámetros de yacimientos mas importantes para la aplicación de esta técnica de inyección de gas pobre y gas rico.

Tabla 13. Criterios de screening para la inyección de gas pobre

PRÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTOR		
	STALKUP (1984)	E.C. DONALSON (1985)	TABER- SERIGHT (1997)
Viscosidad del aceite en Yac, cp	< 5	< 5	< 3
Gravedad API, °API	> 30	> 25	> 23
Saturación actual de aceite, fracción	> 0.25	> 0.25	> 0.3
Espesor productor, ft	< 10	NC	NC
Permeabilidad promedia Yac, mD	NC	NC	NC
Temperatura de Yacimiento, °F	NC	NC	NC
Presión de Yacimiento, Psia	> 1500	> 2200	NC
Profundidad formación. Ft	> 2000	2800-5000	> 4000
Litología	SS o C	SS o C	SS o C
Porosidad * Saturación de aceite	NC	NC	NC

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 32 p

Tabla 14. Criterios de screening para la inyección de gas rico.

PARÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTOR				
	LATIL (1960)	TABER-MARTIN (1983)	STALKUP (1984)	E.C. DONALSON (1985)	TABER-SERIGHT (1997)
Viscosidad del aceite en Yac, cp	< 10	< 10	< 3	< 1	< 3
Gravedad API, °API	> 35	> 35	> 40	> 35	> 23
Saturación actual de aceite, fracción	> 0.3	> 0.3	> 0.25	> 0.25	> 0.3
Espesor productor, ft	NC	< 30	< 10	NC	NC
Permeabilidad promedia Yac, mD	NC	NC	NC	NC	NC
Temperatura de Yacimiento, °F	NC	NC	NC	NC	NC
Presión de Yacimiento, Psia	> 3000	> 3000	> 3500	> 2700	NC
Profundidad formación. Ft	> 5000	< 5000	> 5000	6500-10000	> 4000
Litología	SS o C	SS o C	SS o C	SS o C	SS o C
Porosidad * Saturación de aceite	NC	NC	NC	NC	NC

Fuente: ECOPETROL ICP. Soluciones tecnológicas inyección de agua. Investigación. Piedecuesta. 2009, 33

5.0 SCREENING PARA LA FORMACIÓN VILLETA MEDIANTE EL SOFTWARE ECOEOR

Se elaboró la ficha técnica para la Formación Villeta, de la cual se sacaron los datos necesarios para desarrollar el screening binario, utilizando el programa ECOEOR. El análisis de screening es una comparación realizada entre las propiedades del campo de estudio contra valores planteados por diferentes autores, como criterios de selección para que la realización de un determinado proceso de recobro mejorado tenga mayor probabilidad éxito.

Procesos a analizar

1. Inyección de CO₂ inmiscible
2. Inyección de CO₂ miscible
3. Inyección de vapor continua
4. Inyección de vapor cíclica
5. Inyección de polímero
6. Inyección de surfactante polímero
7. Inyección de nitrógeno
8. Inyección de gas pobre
9. Inyección de gas rico
10. Inyección de agua
11. Producción en frío con pozos horizontales y multilaterales -PHM
12. Cold Heavy Oil Production with Sand - CHOPS
13. VAPEX (sin adición de calor o vapor)
14. VAPEX (Inyección de solvente con calor o vapor)
15. SAGD
16. Combustión in situ
17. Calentamiento Electromagnético
18. Inyección de agua a altas relaciones de movilidad

19. WAG

20. Agua caliente

21. In Situ Upgrading Technology (ISUT)

Las propiedades mínimas que se requieren conocer para hacer un *Screening* Binario son las siguientes: Viscosidad de aceite, gravedad API, saturación actual de aceite, espesor neto, permeabilidad, porosidad, profundidad de la formación, temperatura del yacimiento, presión del yacimiento y tipo de litología; estas propiedades con su respectivo valor se reportan en la siguiente tabla:

Tabla 15. Información Mínima requerida de la Formación Villeta

Información Mínima Requerida	Formación / Yacimiento	Villeta N	Caliza A
	Viscosidad del crudo, cp	1.98 - 2.22	2.3 -2.46
	Gravedad API del crudo, °API	26-27	27
	Saturación de aceite, %	50-60%	50-60%
	Espesor neto, ft	30-45	73
	Permeabilidad, mD	4.47-20	0.03-168
	Porosidad efectiva, %	8%	8-11%
	Profundidad, ft (TVD)	9422	10050
	Temperatura de yacimiento, °F	214-215	230
	Presión de yacimiento, Psia	3836- 5317	4385
	Litología	Arenisca	Carbonatos

Fuente: Elaboración propia.

Las propiedades adicionales para complementar este estudio de screening binario son: Presencia de acuífero activo, ambiente deposicional de las unidades, si

presenta capa de gas, contenido de arcilla, gradiente de esfuerzo, presión de poro, razón de movilidades, saturación de agua actual, saturación de agua irreducible.

Tabla 16. Información Adicional de la Formación Villeta

Información Adicional		Villeta N	Caliza A
	¿Acuífero?	NO	NO
	Ambiente deposicional	Sistema de canales de estuarios (Areniscas)	Carbonatos de plataforma (Calizas).
	¿Capa de Gas?	NO	NO
	Contenido de arcilla en la zona saturada de aceite %	60%	1%
	¿Costa afuera?	NO	NO
	Espesor de la capa de gas/acuífero ft	N/A	N/A
	¿Formación altamente laminada?	SI	SI
	Gradiente de esfuerzo psia/ft	0.8233 - 0.832	0.7488
	Presión de poro psia	6200-6500	5670-5800
	Razón de movilidad agua aceite	4.44	4.92
	Relación de viscosidades	0.407	0.463
	Saturación actual de agua %	20%	25%
	Saturación de agua irreducible %	18%	15%

Fuente: Elaboración propia.

Para la elaboración de la ficha técnica se utilizó la información de varios pozos que están actualmente en producción en estas arenas en la cuenca del Putumayo dentro de esta información se utilizaron estudios de PVT's, pruebas PBU, estudios fisicoquímicos del agua e información de registros.

La formación Villeta se subdivide en varias unidades, las unidades que son las areniscas (T, U, M y N) y las unidades calcáreas que son las Calizas (C, B, A, y M2). Para este estudio se escogió la unidad arenisca (N) y la unidad calcárea (caliza A) las cuales han mostrado buen potencial de producción de hidrocarburos y son las unidades de interés para realizar las corridas en el software ECO EOR y así determinar el método de recobro más eficiente para cada una.

Para realizar las corridas se determinaron cuatro (escenarios), dos (2) escenarios con valores fijos para las unidades Villeta N y Caliza A y dos (2) con valores en rangos para las unidades arena N y Caliza A.

5.1. ANÁLISIS DE ANALOGÍAS

El análisis por analogías consiste en la búsqueda del campo con mayor grado de similitud con referencia al campo de estudio y sus propiedades, con el fin de identificar cual podría ser el comportamiento futuro del campo al aplicar un método de recobro específico.

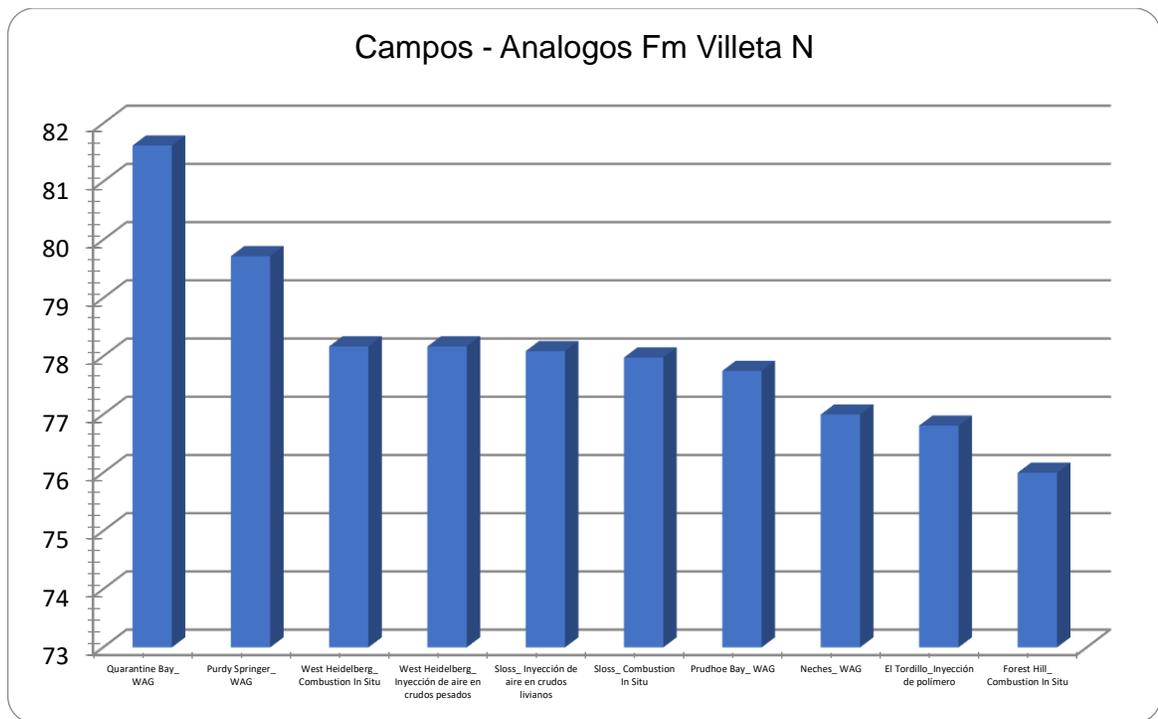
De acuerdo con los resultados obtenidos en el programa ECOEOR (Screening Binario) de analogías con otros campos:

Escenario 1. Formación Villeta (Arena N).

Para este escenario se considera Valores en Rangos en las propiedades de yacimiento.

Método de Cálculo: Jaccard Modificado.

Gráfica 1. Campos – Análogos Fm Villeta N (Escenario 1).



Fuente: Elaboración propia.

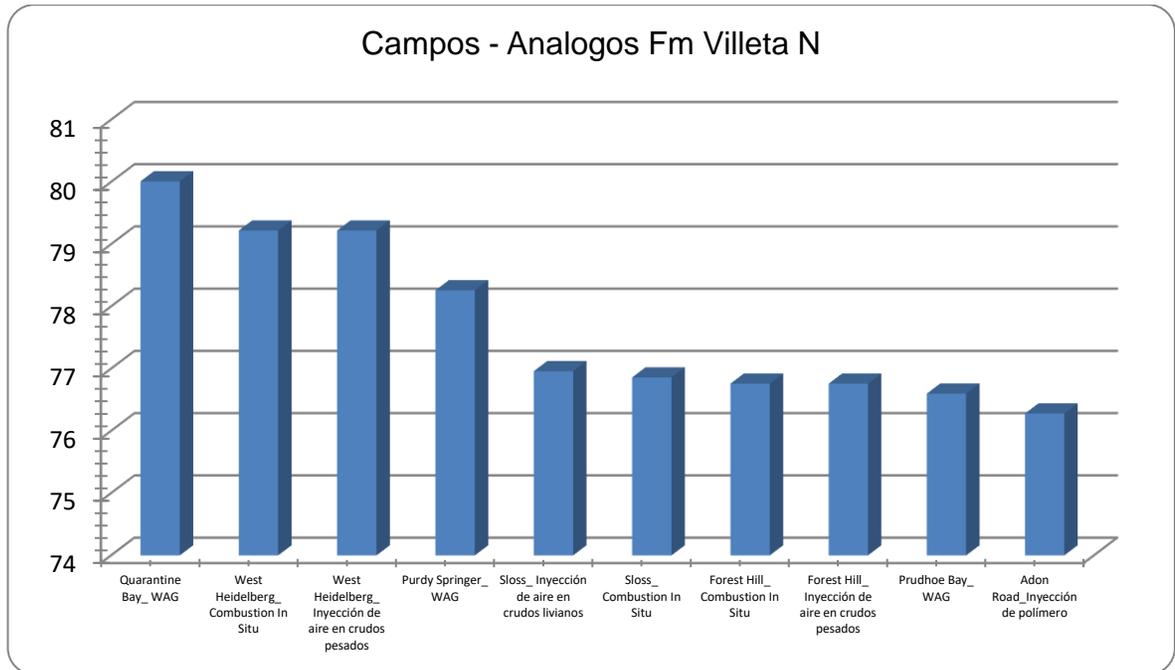
En la anterior gráfica se muestra que con un puntaje de 81.62% el campo con mayor analogía a las condiciones del yacimiento de la formación Villeta N es el campo Quarantine Bay con el proceso de recobro WAG, campo operado por la empresa Gulf E&P en Estados Unidos y que ha sido con método de recobro exitoso.

Escenario 2. Formación Villeta (Arena N).

Para este escenario se considera Valores Fijos en las propiedades de yacimiento.

Método de Cálculo: Jaccard Modificado.

Gráfica 2. Campos – Análogos Fm Villeta N (Escenario 2).



Fuente: Elaboración propia.

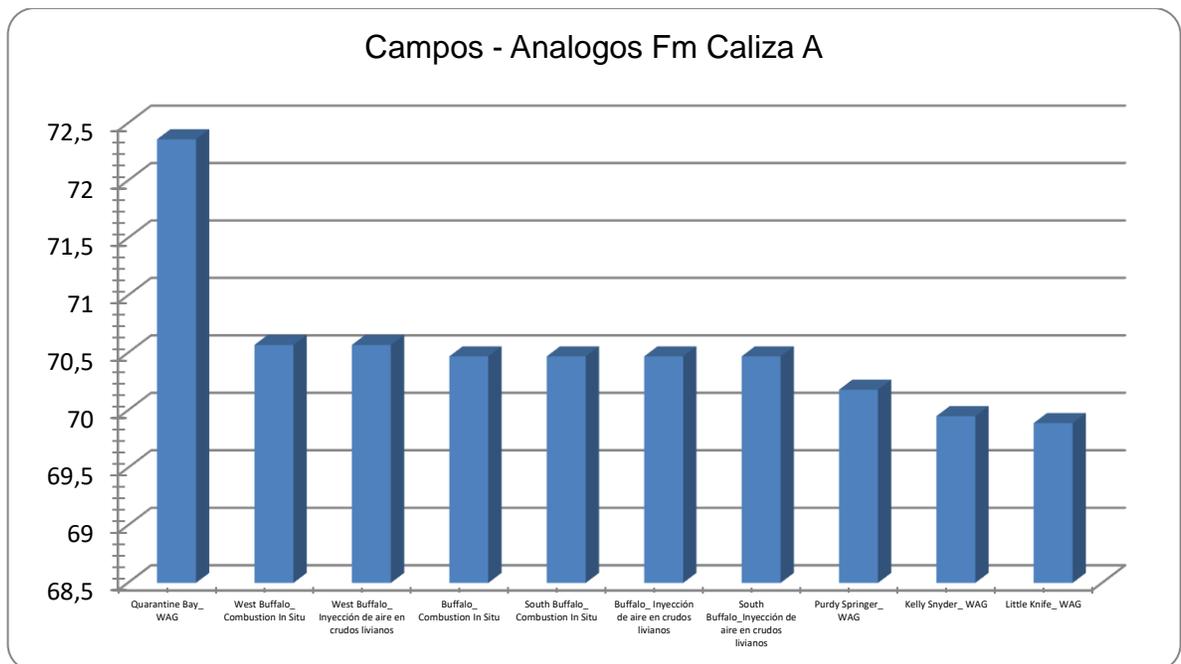
Como se muestra en la anterior gráfica y teniendo en cuenta que la analogía se realizó con valores Fijos, los resultados son muy similares a los arrojados por el escenario número 1, donde el campo con mayor analogía en el mundo es el campo Quarantine Bay con el proceso de recobro WAG y con un puntaje de 80.01%, seguido del campo West Heidelberg con combustión in situ en estados unidos y operado por la empresa Chevron.

Escenario 3. Formación Villeta (Caliza A).

Para este escenario se considera Valores en Rangos en las propiedades de yacimiento.

Método de Cálculo: Jaccard Modificado.

Gráfica 3. Campos – Análogos Fm Villeta N (Escenario 3).



Fuente: Elaboración propia.

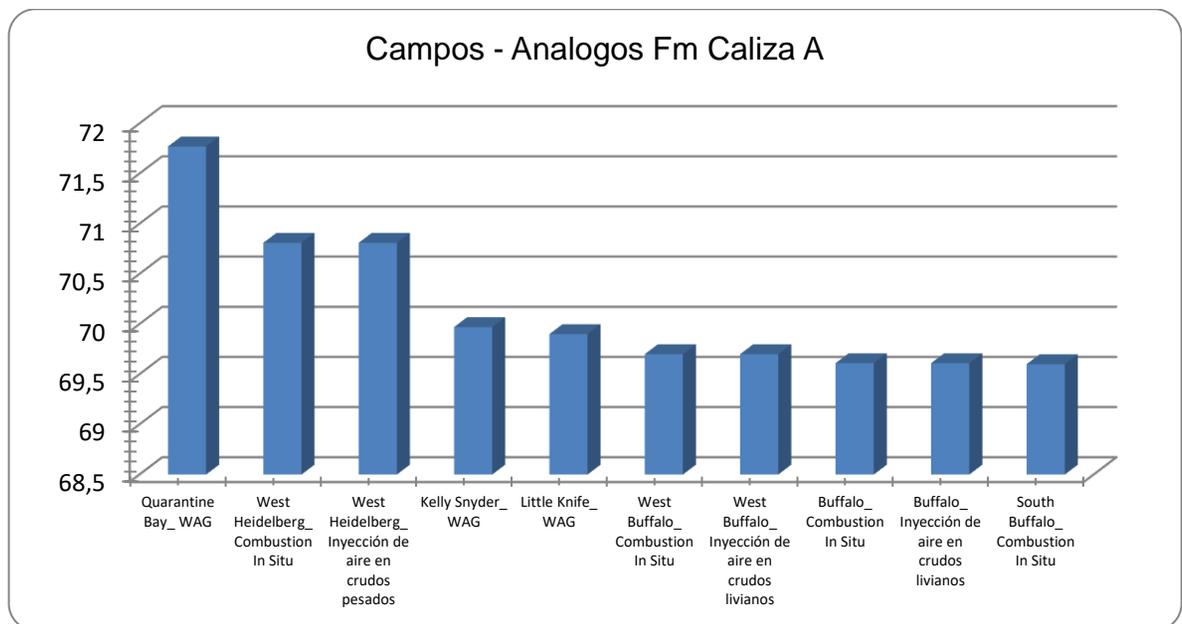
Como se muestra en la anterior gráfica y teniendo en cuenta que la analogía se realizó con valores en rangos los resultados determinan que el campo con mayor analogía en el mundo es el campo Quarantine Bay, operado por la empresa Gulf E&P en Estados Unidos con el proceso de recobro WAG, arrojando el mayor puntaje de 72.36%, seguido del campo West Heidelberg con combustión in situ en estados unidos y operado por la empresa Chevron con un puntaje de 70.57%.

Escenario 4. Formación Villeta (Caliza A). Para este escenario se considera Valores fijos en las propiedades de yacimiento.

Método de Cálculo: Jaccard Modificado.

Como se muestra en la siguiente gráfica y teniendo en cuenta que la analogía se realizó con valores fijos para la formación Villeta – Unidad caliza A, los resultados determinan que el campo con mayor analogía en el mundo es el campo Quarantine Bay operado por la empresa Gulf E&P en Estados Unidos con el proceso de recobro WAG, arrojando el mayor puntaje de 71.77%, seguido del campo West Heidelberg con combustión in situ en estados unidos y operado por la empresa Chevron con un puntaje de 70.81%.

Gráfica 4. Campos – Análogos Fm Villeta N (Escenario 4).



Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los resultados de los cuatro (4) escenarios tanto para la unidad Arena N como para Caliza A, ambas de la formación Villeta, presentan la misma

analogía al campo Quarantine Bay operado por la empresa Gulf E&P en Estados Unidos con el proceso de recobro WAG. Este proyecto fue completado exitosamente lo que significa que por sus propiedades de yacimientos este método podría aplicarse a esta formación Villeta de la cuenca del Putumayo.

5.2. GENERALIDADES DEL PROCESO WAG

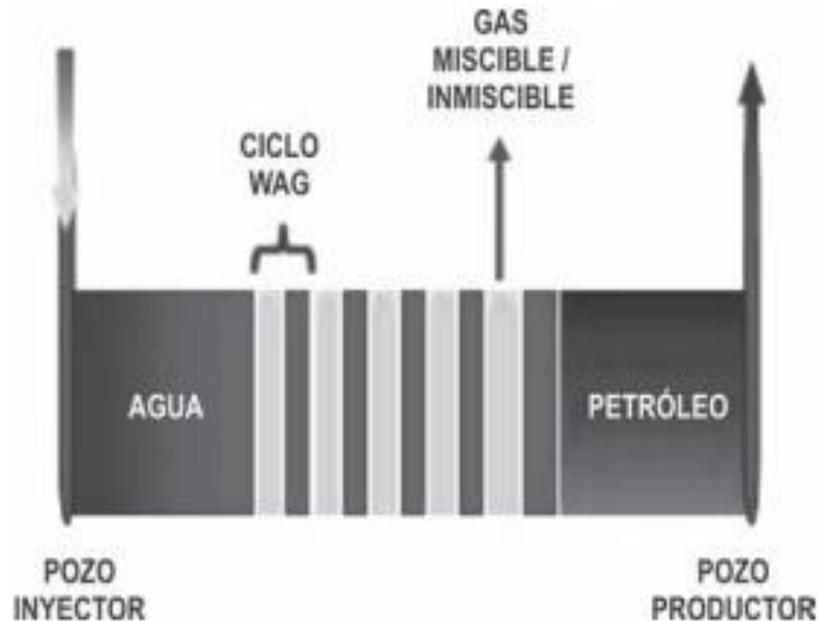
El proceso WAG²² consiste en inyectar al yacimiento baches alternados y sucesivos de agua y gas, con la idea de desplazar un mayor volumen de petróleo remanente. Con este método, se pueden combinar las ventajas sobre el desplazamiento de petróleo que ofrecen el agua (alta eficiencia macroscópica) y el gas (alta eficiencia microscópica) y se complementan las desventajas de uno y otro (baja eficiencia microscópica para el agua y baja eficiencia macroscópica en el caso del gas). Esto debe verse reflejado en un aumento del factor de recobro.

El uso del agua está justificado por el hecho de que ayuda a controlar la movilidad y estabilizar el frente de desplazamiento, reduciendo los efectos de digitación viscosa que presenta el gas.

La inyección de los baches de gas y agua es llevada a cabo en ciclos, inyectando ambos fluidos en el mismo pozo y desplazando con agua después de la inyección del volumen de gas total estimado como se puede observar en la siguiente figura.

²² JIMÉNEZ, Robinson y DÍAZ MUÑOZ, Samuel. Inyección alternada de agua y gas (WAG) generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación, 2 p.

Ilustración 10. Vista esquemática del proceso WAG.



Fuente: Robinson Jiménez Díaz et al. Revista Fuentes, 2005.7

5.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN WAG²³:

Entre los principales factores que afectan el proceso de inyección WAG se tienen los siguientes (Surguchev y Krakstad, 1992):

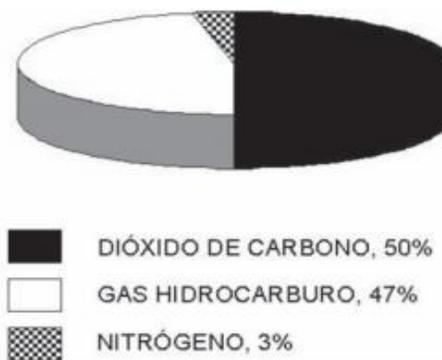
- La heterogeneidad del yacimiento (estratificación y anisotropía).
- La mojabilidad del medio poroso.
- Propiedades de los fluidos inyectados y de formación.
- Condiciones de miscibilidad.
- Parámetros WAG como frecuencia de los ciclos, tamaño de los baches, relación agua / gas, tasa de inyección.

²³ Ibid, p. 3.

5.4. CASOS HISTÓRICOS DE PROCESOS DE INYECCIÓN WAG²⁴:

Se tuvieron en cuenta criterios como: mecanismo de desplazamiento, gases empleados, tipo de formaciones productoras y locación de los proyectos (costa adentro/costa afuera). En estas figuras se puede observar la clasificación de los procesos de acuerdo con los criterios anteriores.

Ilustración 11. Tipo de gas inyectado en procesos WAG.



Fuente: Robinson Jiménez Díaz et al. Revista Fuentes, 2005.

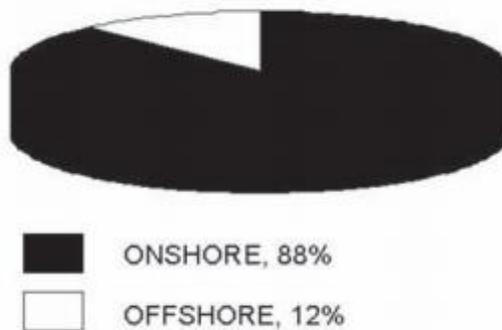
Ilustración 12. Tipo de formación objeto de procesos WAG



Fuente: Robinson Jiménez Díaz et al. Revista Fuentes, 2005.

²⁴ Ibid., p. 4.

Ilustración 13. Tipo de locación proceso WAG



Fuente: Robinson Jiménez Díaz et al. Revista Fuentes, 2005.

Con el presente trabajo se pretende realizar analogías con casos de campo reportados a nivel internacional, de manera que se haga factible una eventual implementación de la inyección WAG en yacimientos dentro de un entorno nacional. Para complementar este análisis de analogías se realizó las corridas de screening donde por medio de artículos de varios autores relacionando los estudios realizados con los métodos de recobro se establecen criterios a evaluar.

Para este screening se tienen cuatro (4) escenarios: dos (2) para la formación Villeta – Arena N con valores en rangos y valores fijos y dos (2) escenarios para la formación Villeta – Unidad Caliza A.

Procesos y Autores que se tuvieron en cuenta para el screening de selección de métodos de recobro:

Tabla 17. Autores relacionados para cada método de Recobro

Autor	Año	Inyección de CO ₂ inmiscible	Inyección de CO ₂ miscible	Inyección de vapor continua	Inyección de vapor cíclica	Inyección de polímero	Inyección de surfactante polímero	Inyección de nitrógeno	Inyección de gas pobre	Inyección de gas rico	Inyección de agua	Producción en frío con pozos	Cold Heavy Oil Production with Sand -	VAPEX (sin adición de calor o vapor)	VAPEX (Inyección de solvente con calor	SAGD	Combustión in situ	Calentamiento Electromagnético	Inyección de agua a altas relaciones de	WAG	Agua caliente	In Situ Upgrading Technology (ISUT)
POETT-MANN-1964-1	1964						X															
GEFFEN	1973			X													X					
LEWIN	1976	X	X	X	X		X										X					
NPC-1976	1976		X	X	X	X	X															
MCREE	1977		X																			
CHU-1997	1977																X					
IYOHO	1978		X	X		X	X															
IYOHO (CF)	1978																X					
IYOHO (CR)	1978																X					
IYOHO (CFH)	1978																X					
FAROUQ ALI-1979	1979			X																		
KRING-FAROUK ALI	1980	X																				
LATIL	1980							X														
CHU-1980	1980																X					
TABER-MARTIN	1983		X					X	X													
TABER	1983			X	X	X	X															
TABER ET AL-1983	1983																X					

Autor	Año	Inyección de CO ₂ inmiscible	Inyección de CO ₂ miscible	Inyección de vapor continua	Inyección de vapor cíclica	Inyección de polímero	Inyección de surfactante polímero	Inyección de nitrógeno	Inyección de gas pobre	Inyección de gas rico	Inyección de agua	Producción en frío con pozos	Cold Heavy Oil Production with Sand -	VAPEX (sin adición de calor o vapor)	VAPEX (Inyección de solvente con calor	SAGD	Combustión in situ	Calentamiento Electromagnético	Inyección de agua a altas relaciones de	WAG	Agua caliente	In Situ Upgrading Technology (ISUT)
STALKUP	1984	X						X	X													
NPC-1984	1984		X																			
E.C DONALSON	1985						X	X	X	X												
LEONARD	1985						X															
CHU-1985	1985		X																			
SSI	1986	X	X	X	X	X																
PETROLEUM ENGIN. HANDBOOK	1987										X											
PRI CANADA	1994						X															
SINGHAL	1996												X									
TABER-SERIGHT	1997	X	X	X		X	X	X	X	X												
TABER ET AL-1997	1997																X					
GANESH C. THAKUR	1998										X											
WILLIAM COBB	2001										X											
FAROUQ ALI-2006	2006		X	X																		
DUSSEULT	2006												X									
NPC-2007	2007		X	X								X	X	X	X	X	X	X	X			
AUTOR WAG	2003																			X		
AHMAD ALADASANI	2010																				X	

Autor	Año	Inyección de CO ₂ inmiscible	Inyección de CO ₂ miscible	Inyección de vapor continua	Inyección de vapor cíclica	Inyección de polímero	Inyección de surfactante polímero	Inyección de nitrógeno	Inyección de gas pobre	Inyección de gas rico	Inyección de agua	Producción en frío con pozos	Cold Heavy Oil Production with Sand -	VAPEX (sin adición de calor o vapor)	VAPEX (Inyección de solvente con calor)	SAGD	Combustión in situ	Calentamiento Electromagnético	Inyección de agua a altas relaciones de	WAG	Agua caliente	In Situ Upgrading Technology (ISUT)
ECP-ICP	2011																X					
SPE130726	2010					X																
SPE170726-WAG	2010																			X		
SPE130726 - HC+WAG	2010																			X		
ECP - SYA - WF	2011										X											
POETT-MANN-1964-41-CIS	1964																X					
Pedro Pereira, Brij Maini	2013																					X
Sarathi & Olsen	1992			X																		
Steam	1997			X																		
Al Adasani	2011																X					

Fuente: Elaboración propia.

5.5. CRITERIOS DE SCREENING PARA LOS MÉTODOS DE RECOBRO EN LA FORMACIÓN VILLETA – ARENA N.

Para la realización del screening se tuvieron en cuenta los artículos publicados anteriormente expuestos en la tabla 16 y en especial a los publicados por Taber-Seright – 1997, Kring-Farouk Ali – 1980, Taber et al-1997 y los artículos de la SPE.

Inyección de CO₂ Inmiscible: Para implementar este método de recobro se considera que los yacimientos deben estar a una profundidad mayor a 1800 ft lo cual no es un criterio crítico para esta formación, la litología según los autores Taber-Seright – 1997, Lewin – 1976, Kring-Farouk Ali – 1980 se podría implementar tanto en calizas como en arenisca. En este proceso la gravedad API y la viscosidad del crudo deben cumplir unos rangos, para el caso de la gravedad del crudo según los autores Lewin – 1976, Kring-Farouk Ali – 1980 debe estar entre 10-25° API, para esta formación la °API es mayor de 26 que en este caso se considera por el ultimo autor Taber-Seright – 1997 no crítico por lo cual se considera un proceso que resulta ser viable.

En las siguientes gráficas, se muestra los recuadros en color VERDE indicaron que el valor de la propiedad del campo cumple con el requisito establecido para cada escenario; por el contrario, el color ROJO establece que el valor de la propiedad no cumple con el requisito mínimo que se desea.

Tabla 18. Cumplimiento de Criterios para Inyección de CO₂ Inmiscible

	LEWIN - 1976	KRING-FAROUK ALI - 1980	TABER-SERIGHT - 1997
Temperatura del yacimiento °F	NC	NC	NC
Profundidad (ft)	>2300	>2300	>1800
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	>1000	>1000	NC
Espesor neto (ft)	NC	NC	NC
Permeabilidad (Md)	NC	NC	NC
Litología	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca
Gravedad API del crudo (°API)	10-25	10-25	>12
Viscosidad del crudo (CP)	<1000	10-1000	<600
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	>25	>50	>35

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de CO₂ miscible: Este método tiene como criterio crítico la gravedad API que debe ser mayor a 27° API, sin embargo, en la última publicación de los autores Taber-Seright–1997, este método se podría implementar en yacimientos con gravedad API del crudo >22, lo que se considera, que para estos autores la inyección de CO₂ miscible en la formación Villeta N no estaría limitada por ningún criterio de su evaluación.

Tabla 19. Cumplimiento de Criterios Inyección CO₂ Miscible

	LEWIN - 1976	NPC- 1976 - 1976	MCR EE - 1977	IYOHO - 1978	TABER- MARTIN - 1983	STALK UP - 1984	SSI - 1986	TABER- SERIGH T - 1997
Temperatura del yacimiento °F	NC	<250	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad (ft)	>3000	>2300	>2000	>2500	>2500	>2500	NC	SEGÚN API
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	>1500	>1100	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Espesor neto (ft)	NC	NC	NC	NC	<30	NC	NC	NC
Permeabilidad (Md)	NC	NC	>5	>10	NC	NC	NC	NC
Litología	NC	Arenisca	Caliza o Arenisca	NC	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	NC	Caliza o Arenisca
Gravedad API del crudo (°API)	>30	>27	>35	30-45	>26	>27	>18	>22
Viscosidad del crudo (CP)	<12	<10	<5	<10	<15	<10	<10	<10
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	>25	NC	>25	>25	>30	>20	NC	>20

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20. Descripción de criterios de evaluación Inyección CO₂ Miscible

Autores	Observaciones de los Autores
LEWIN - 1976	El valor de Gravedad API del crudo debe ser >30 °API.
NPC-1976 - 1976	El valor de Gravedad API del crudo debe ser >27 °API.
MCREE - 1977	El valor de Gravedad API del crudo debe ser >35 °API.
IYOHO - 1978	El valor de Gravedad API del crudo debe estar en el rango 30-45 °API.
TABER-MARTIN - 1983	El valor de Espesor neto debe ser <30 ft.
STALKUP - 1984	El valor de Gravedad API del crudo debe ser >27 °API.

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de Gas Pobre: Este método tiene como criterio crítico la gravedad API que debe ser mayor a 35° API, por lo tanto, en la última publicación de los autores Taber-Seright – 1997, este método se podría implementar en yacimientos con gravedad API del crudo >23 criterio que se ajusta a los del Yacimiento en la formación Villeta – Arena N. Sin embargo, estas propiedades del campo solo cumplen bajo los criterios de un autor TABER-SERIGHT 1197.

Tabla 21. Cumplimiento de Criterios Inyección Gas Pobre

	LATIL - 1980	TABER-MARTIN - 1983	STALKUP - 1984	E.C DONALSO N - 1985	TABER-SERIGHT - 1997
Temperatura del yacimiento+ °F	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad (ft)	>5000	>5000	>5000	6500-10000	>4000
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	>3000	>3000	>3500	>2700	NC
Espesor neto (ft)	NC	<30	<10	NC	NC
Permeabilidad (Md)	NC	NC	NC	NC	NC
Litología	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca
Gravedad API del crudo (°API)	>35	>35	>40	>35	>23
Viscosidad del crudo (CP)	<10	<10	<3	<1	<3
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	>30	>30	>25	>25	>30

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de Gas Rico: Este método tiene como criterio crítico la gravedad API que debe ser mayor a 30° API, por consiguiente, en la última publicación de los autores Taber-Seright – 1997, este método se podría implementar en yacimientos con gravedad API del crudo >23, criterio que se ajusta a los del Yacimiento en la formación Villeta – Arena N. Sin embargo, estas propiedades del campo solo cumplen bajo los criterios de un autor TABER-SERIGHT 1197.

Tabla 22. Cumplimiento de Criterios Inyección Gas Rico

	STALKUP - 1984	E.C DONALSON - 1985	TABER-SERIGHT - 1997
Temperatura del yacimiento °F	NC	NC	NC
Profundidad (ft)	>2000	>2800	>4000
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	>1500	>1300	NC
Espesor neto (ft)	<10	NC	NC
Permeabilidad (Md)	NC	NC	NC
Litología	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca
Gravedad API del crudo (°API)	>30	>30	>23
Viscosidad del crudo (CP)	<5	<3	<3
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	>25	>25	>30

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de Agua: para ningún autor y publicación de Ecopetrol del 2011 se tienen criterios determinantes para no realizar una implementación de inyección de agua en la formación Villeta – Arena N, cumpliendo con todos los criterios de evaluación, por eso, se define como un método de recobro sin altas restricciones en las propiedades roca – fluido. La restricción que se tiene para ECP - SYA - WF - 2011 es que no cuente con un acuífero activo que disminuiría la eficiencia del método de recobro.

Tabla 23. Cumplimiento de Criterios Inyección de agua

	E.C DONALSON - 1985	PETROLEU M ENGIN. HANDBOOK - 1987	GANESH C. THAKUR - 1998	WILLIAM COBB - 2001	ECP - SYA - WF - 2011
Temperatura del yacimiento °F	NE	NE	NC	NE	NE
Espesor neto (ft)	NE	NE	NC	NE	NE
Porosidad %	NE	NE	NC	NE	NE
Permeabilidad (md)	NE	NE	NC	NE	NE
Litología	NE	Arenisca o Caliza	NE	NE	NE
Gravedad API del crudo (°API)	>15	NE	NE	NE	NE
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	NE	NE	>40	NE	NE
Saturación actual de agua %	NE	NE	<50	NE	NE
Saturación de agua irreducible %	NE	NE	<50	NE	NE
Razón de movilidad agua aceite	NE	NE	NE	0.2-5	NE
¿Acuífero?	NE	NE	NE	NE	NO
¿Capa de Gas?	NE	NE	NE	NE	NO

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de Polímeros: Este método tenía como criterio temperaturas del yacimiento hasta 200°F (Según autores Taber y Serght -1997) y profundidades < 9000 ft. La limitación es básicamente debida a que a esta profundidad y temperatura de yacimiento se produciría una rápida degradación del polímero, es decir, en el artículo SPE130726 del 2010 se considera que el límite de temperatura para aplicar este método es de 237°F y que estaría en el rango actual de temperatura para esta formación Villeta Arena N.

Tabla 24. Cumplimiento de Criterios para Inyección de Polímeros Fm Villeta Arena N.

	NPC-1976 - 1976	IYOHO - 1978	TABER - 1983	SSI - 1986	TABER- SERIGHT - 1997	SPE130726 - 2010
Temperatura del yacimiento °F	<250	<250	<200	NC	<200	74-237
Profundidad (ft)	NC	NC	<9000	NC	<9000	700-9460
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Espesor neto (ft)	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad (md)	>10	>50	>10	>30	>10	1.8-5500
Gravedad API del crudo (°API)	NE	<40	>25	>18	>15	13-42.5
Viscosidad del crudo (Cp)	<150	NC	<150	<100	<150	0.4-4000
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	NC	>25	>10	NC	>50	34-82

Fuente: Elaboración propia.

5.6. CRITERIOS DE SCREENING PARA LOS MÉTODOS DE RECOBRO EN LA FORMACIÓN VILLETA – CALIZA A.

Para la selección de los mejores métodos de recobro se realizó el screening a la formación Villeta, específicamente en este caso para la Caliza A, donde se tuvieron en cuenta los artículos publicados anteriormente expuestos en la tabla 16 y en especial a los publicados por Taber-Seright – 1997, Kring-Farouk Ali – 1980, Taber et al-1997 y los artículos de la SPE.

Inyección de Agua: para ningún autor y publicaciones de Ecopetrol del 2011, se tienen criterios determinantes para no realizar una implementación de inyección de agua en la formación Villeta – Caliza A, cumpliendo con todos los criterios de evaluación según la tabla # 25, cabe resaltar que este método de recobro no cuenta con restricciones en la mayoría de los parámetros lo que hace que sea el método

de mayor aplicabilidad en los campos a nivel mundial, es decir, un factor clave para esta método de inyección de agua, es que, el campo no cuente con un acuífero activo que limitaría la eficiencia de este método.

Tabla 25. Cumplimiento de Criterios Inyección de agua - Caliza A

	E.C DONALSON - 1985	PETROLEUM ENGIN. HANDBOOK - 1987	GANESH C. THAKUR - 1998	WILLIAM COBB - 2001	ECP - SYA - WF - 2011
Temperatura del yacimiento °F	NE	NE	NC	NE	NE
Espesor neto (ft)	NE	NE	NC	NE	NE
Porosidad %	NE	NE	NC	NE	NE
Permeabilidad (md)	NE	NE	NC	NE	NE
Litología	NE	Arenisca o Caliza	NE	NE	NE
Gravedad API del crudo (°API)	>15	NE	NE	NE	NE
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	NE	NE	>40	NE	NE
Saturación actual de agua %	NE	NE	<50	NE	NE
Saturación de agua irreducible %	NE	NE	<50	NE	NE
Razón de movilidad agua aceite	NE	NE	NE	0.2-5	NE
¿Acuífero?	NE	NE	NE	NE	NO
¿Capa de Gas?	NE	NE	NE	NE	NO

Fuente: Elaboración propia.

Combustión In Situ: Para esta técnica de recobro de petróleo se cuenta con más de diez (10) publicaciones de las cuales se tiene propiedades críticas a evaluar como la porosidad y permeabilidad. Para el caso de la formación Villeta en la caliza A, se tiene como criterio la porosidad en valores de 14-35%, que según última publicación de Al Adasani 2011 y que en este caso no cumpliría la formación que se está evaluando, ya que presenta valores menores del 11%.

Tabla 26. Cumplimiento de Criterios Combustión in situ - Caliza A

	TABER ET AL-1983 - 1983	TABER ET AL-1997 - 1997	NPC-2007 - 2007	ECP-ICP - 2011	POETT-MANN-1964-41-CIS - 1964	AI Adasani - 2011
Temperatura del yacimiento °F	>150	>100	NE	NC	NE	64.4-230
Profundidad %	>500	<11500	<11500	NC	NE	400-11300
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	NE	NE	<2000	>=10	NE	NE
Espesor neto (ft)	>10	>10	<20	<=150	NE	NE
Porosidad %	NE	NE	>20	14-42.6	>20	14-35
Permeabilidad (md)	>100	>50	>35	>=10	>100	10-15000
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca	NE		
Gravedad API del crudo (°API)	10-25	10-27	10-35	NC	NE	10-38
Viscosidad del crudo (CP)	<1000	<5000	<5000	0.8-100000	NE	1.44-2770
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	40-50	>50	NE	>=0.3	NE	50-94

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de CO₂ Inmiscible: Para implementar este método de recobro se considera que los yacimientos deben estar a una profundidad mayor a 1800 ft, lo cual, no es un criterio crítico para esta formación, la litología según los autores Taber-Seright – 1997, Lewin – 1976, Kring-Farouk Ali – 1980; se podría implementar tanto en calizas como en arenisca. En este proceso la gravedad API, según los autores Lewin – 1976, Kring-Farouk Ali – 1980 debe estar entre 10-25° API y según Taber-Seright – 1997 debe ser mayor de 12°API; por lo tanto, para esta formación no se considera crítico la aplicación de esta técnica, es decir, es de resaltar que solo un autor no limita este parámetro de gravedad API del crudo.

Tabla 27 Cumplimiento de Criterios CO₂ Inmiscible - Caliza A

	LEWIN - 1976	KRING-FAROUK ALI - 1980	TABER-SERIGHT - 1997
Temperatura del yacimiento	NC	NC	NC
Profundidad	>2300	>2300	>1800
Presión del yacimiento al inicio del proyecto	>1000	>1000	NC
Espesor neto	NC	NC	NC
Permeabilidad	NC	NC	NC
Litología	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca
Gravedad API del crudo	10-25	10-25	>12
Viscosidad del crudo	<1000	10-1000	<600
Saturación de aceite al inicio del proyecto	>25	>50	>35

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de CO₂ miscible: Este método tiene como criterio crítico la gravedad API que debe ser mayor a 27° API, sin embargo, la última publicación de los autores Taber-Seright – 1997, este método se podría implementar en yacimientos con gravedad API del crudo >22, lo que se considera, que para estos autores la inyección de CO₂ miscible en la formación Villeta Caliza A no estaría limitada por ningún criterio de su evaluación.

Tabla 28. Inyección de CO₂ miscible

	LEWIN - 1976	NPC-1976 - 1976	MCREE - 1977	IYOH - 1978	TABER-MARTIN - 1983	STALKUP - 1984	SSI - 1986	TABER-SERIGHT - 1997
Temperatura del yacimiento (°F)	NC	<250	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad (ft)	>3000	>2300	>2000	>2500	>2500	>2500	NC	SEGÚN API
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	>1500	>1100	NC	NC	NC	NC	NC	NC

	LE WIN - 1976	NPC-1976 - 1976	MCREE - 1977	IYO HO - 1978	TABER-MARTIN - 1983	STALKUP - 1984	SSI - 1986	TABER-SERIGHT - 1997
Espesor neto (ft)	NC	NC	NC	NC	<30	NC	NC	NC
Permeabilidad (md)	NC	NC	>5	>10	NC	NC	NC	NC
Litología	NC	Arenisca	Caliza o Arenisca	NC	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	NC	Caliza o Arenisca
Gravedad API del crudo (°API)	>30	>27	>35	30-45	>26	>27	>18	>22
Viscosidad del crudo (Cp)	<12	<10	<5	<10	<15	<10	<10	<10
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	>25	NC	>25	>25	>30	>20	NC	>20

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de Gas Pobre: Este método tiene como crítico la gravedad API que debe ser mayor a 35° API, sin embargo, la última publicación de los autores Taber-Seright – 1997 este método se podría implementar en yacimientos con gravedad API del crudo >23, criterio que se ajusta a los del Yacimiento en la formación Villeta – Caliza A, considerándose una técnica viable para ser aplicada como método de recobro.

Tabla 29. Cumplimiento de Criterios Inyección Gas Pobre Caliza A

	LATIL - 1980	TABER-MARTIN - 1983	STALKUP - 1984	E.C DONALSON - 1985	TABER-SERIGHT - 1997
Temperatura del yacimiento (°F)	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad (ft)	>5000	>5000	>5000	6500-10000	>4000
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	>3000	>3000	>3500	>2700	NC
Espesor neto (ft)	NC	<30	<10	NC	NC
Permeabilidad (md)	NC	NC	NC	NC	NC
Litología	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca
Gravedad API del crudo (°API)	>35	>35	>40	>35	>23
Viscosidad del crudo (Cp)	<10	<10	<3	<1	<3

	LATIL - 1980	TABER-MARTIN - 1983	STALKUP - 1984	E.C DONALSON - 1985	TABER-SERIGHT - 1997
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	>30	>30	>25	>25	>30

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de Gas Rico: Este método tiene como criterio crítico la gravedad API que debe ser mayor a 30° API, por lo tanto, la última publicación de los autores Taber-Seright – 1997 este método se podría implementar en yacimientos con gravedad API del crudo >23, criterio que se ajusta a los del Yacimiento en la formación Villeta – Caliza A.

Tabla 30. Cumplimiento de Criterios Inyección de Gas Rico – Caliza A

	STALKUP - 1984	E.C DONALSON - 1985	TABER-SERIGHT - 1997
Temperatura del yacimiento (°F)	NC	NC	NC
Profundidad (ft)	>2000	>2800	>4000
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	>1500	>1300	NC
Espesor neto (ft)	<10	NC	NC
Permeabilidad (md)	NC	NC	NC
Litología	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca	Caliza o Arenisca
Gravedad API del crudo (°API)	>30	>30	>23
Viscosidad del crudo (Cp)	<5	<3	<3
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	>25	>25	>30

Fuente: Elaboración propia.

Inyección de Polímeros: Esta metodología estaba limitada por la temperatura del yacimiento hasta 200°F (Según autores Taber y Serght 1997), es decir, en el artículo SPE130726 del 2010 se considera que el límite de temperatura para aplicar este método es de 237°F, aunque otro criterio importante, para la aplicación de este

método es la profundidad de la formación que para esta unidad Caliza A no aplicaría por encontrarse a profundidades mayores de 9000 ft-MD.

Tabla 31. Cumplimiento de Criterios de Inyección de Polímeros

	NPC - 1976 - 1976	IYOH O - 1978	TABE R - 1983	SSI - 198 6	TABER- SERIGH T - 1997	SPE13072 6 - 2010
Temperatura del yacimiento (°F)	<25 0	<250	<200	NC	<200	74-237
Profundidad (ft)	NC	NC	<9000	NC	<9000	700-9460
Presión del yacimiento al inicio del proyecto (psi)	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Espesor neto (ft)	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad (md)	>10	>50	>10	>30	>10	1.8-5500
Gravedad API del crudo (°API)	NE	<40	>25	>18	>15	13-42.5
Viscosidad del crudo (Cp)	<15 0	NC	<150	<10 0	<150	0.4-4000
Saturación de aceite al inicio del proyecto %	NC	>25	>10	NC	>50	34-82

Fuente: Elaboración propia.

Según estos criterios de evaluación tanto para la arena N como para la caliza A las corridas de screening arrojaron los siguientes puntajes:

6. RESULTADOS DEL SCREENING

Resultados del Screening Formación Villeta – Arena N:

Proceso	Yacimiento	Puntaje	Evaluación
Inyección de CO ₂ inmiscible	Villeta N	1	CUMPLE
Inyección de CO ₂ miscible	Villeta N	1	CUMPLE
Inyección de gas pobre	Villeta N	1	CUMPLE
Inyección de gas rico	Villeta N	1	CUMPLE
Inyección de agua	Villeta N	1	CUMPLE
Combustión in situ	Villeta N	0.889	CUMPLE PARCIALMENTE
Inyección de polímero	Villeta N	0.875	CUMPLE PARCIALMENTE

Fuente: Elaboración propia.

Resultados del Screening Formación Villeta – Caliza A:

Proceso	Yacimiento	Puntaje	Evaluación
Inyección de agua	Caliza A	0.917	CUMPLE PARCIALMENTE
Inyección de CO ₂ inmiscible	Caliza A	0.889	CUMPLE PARCIALMENTE
Inyección de gas pobre	Caliza A	0.889	CUMPLE PARCIALMENTE
Inyección de gas rico	Caliza A	0.889	CUMPLE PARCIALMENTE
Inyección de CO ₂ miscible	Caliza A	0.889	CUMPLE PARCIALMENTE
Combustión in situ	Caliza A	0.882	CUMPLE PARCIALMENTE
Inyección de polímero	Caliza A	0.808	CUMPLE PARCIALMENTE

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los resultados para la formación Villeta – Arena N zona de la cuenca del Putumayo, los métodos que cumplen técnicamente es la Inyección de gas e inyección de agua, cabe aclarar, que en esta área se cuenta con gas pobre con alto contenido de CO₂ y disponibilidad de agua en los pozos productores de la formación Caballos; lo cual, es el objetivo principal de esta cuenca del Putumayo; por lo tanto, se recomienda realizar las pruebas de laboratorio y determinar cuál de los dos métodos presenta mejor desempeño para estas condiciones de yacimiento.

Para la formación Villeta Caliza A, por presentar en su composición carbonatos algunos métodos de recobro se ven limitados, por consiguiente, el de mayor puntaje arrojado por las corridas fue la inyección de agua quien es el método de mayor flexibilidad en cuanto a los parámetros roca – fluido.

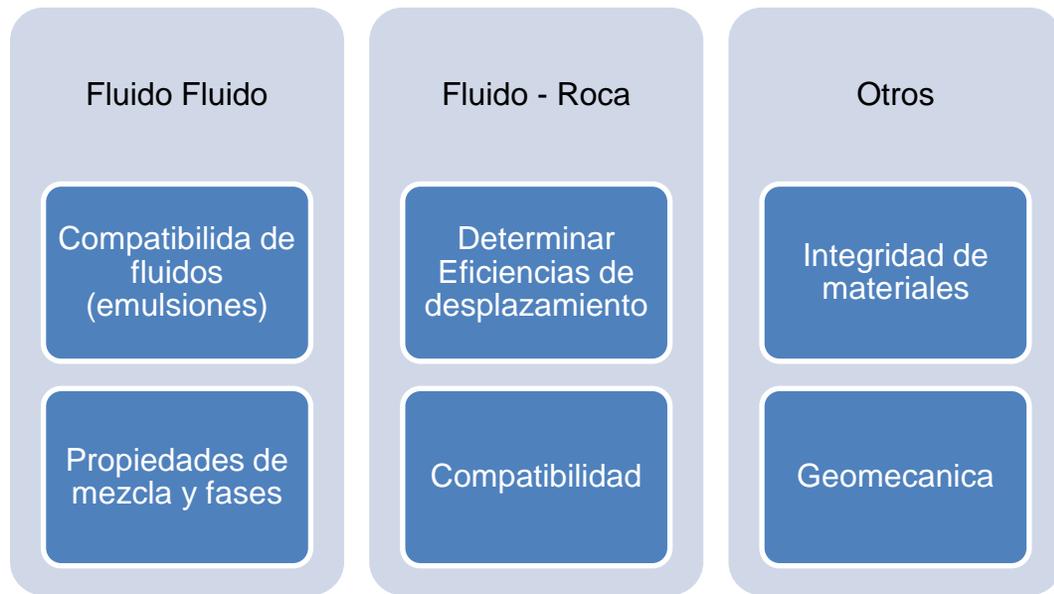
El alcance de este estudio es realizar la selección del método de recobro técnicamente viable y con esto recomendar realizar la segunda etapa del piloto con las pruebas experimentales en el laboratorio.

Ilustración 14. Etapas del Piloto



Fuente: Elaboración propia.

Se recomienda realizar para la segunda etapa del piloto las pruebas de laboratorio Fluido- Fluido y Fluido Roca y así determinar eficiencias en los dos métodos con mayor puntaje en el screening.



Fuente: Elaboración propia.

Tener en cuenta que este estudio de screening es basado en datos teóricos y que es el primer filtro técnico para viabilizar la implementación de dicha técnica, en este screening no se realizó un estudio económico debido a que este se propone como una recomendación en la segunda fase del proyecto una vez se obtengan las pruebas de laboratorio fluido – fluido y roca - fluido.

7. CONCLUSIONES

El estudio de screening realizado con el software ECOEOR, es una guía inicial para seleccionar los métodos de recobro que se podrían aplicar a la formación Villeta bajo los parámetros de yacimiento.

Se debe considerar para la unidad Caliza A, el método de recobro con mayor puntaje arrojado en el screening, siendo la inyección de agua con un 91% y los métodos con puntajes del 88% fueron Inyección de CO₂ inmisible, Inyección de CO₂ miscible, Inyección de gas pobre e inyección de gas rico.

De los casos de Inyección como método de recobro, los que presentaron resultados satisfactorios con respecto a las propiedades de la formación Villeta (arena N) son: Inyección de CO₂ inmisible, Inyección de CO₂ miscible, Inyección de gas pobre, inyección de gas rico e inyección de agua, todos los mencionados anteriormente con puntajes del 100%.

Con las analogías realizadas de métodos de recobro implementados a nivel mundial y que fueron exitosos para las condiciones de yacimiento de la formación Villeta, se determina, que con la inyección WAG, el factor de Recobro puede incrementarse debido a los efectos combinados sobre las eficiencias ofrecidos por el gas y el agua, por lo tanto, se debería revisar con los experimentos de laboratorio las eficiencias de desplazamiento.

Los métodos de recobro con menor puntaje para ser implementados, y que quedarían descartados para una segunda etapa del piloto, es la combustión *in situ* y la inyección de polímeros donde las propiedades de viscosidad de aceite, permeabilidad y profundidad de la formación no cumplen los criterios mínimos requeridos.

8. RECOMENDACIONES

Realizar como segunda etapa del proceso e las pruebas de laboratorio fluido – fluido y roca fluido para determinar las eficiencias de desplazamiento que presentan los métodos con mayores puntajes para la formación Villeta.

Realizar el análisis económico de los métodos seleccionados según los resultados de las eficiencias obtenidos en el laboratorio con el fin de hacer filtros a los posibles escenarios a evaluar en campo.

Seleccionar los pozos pilotos para realizar las pruebas de Inyectividad y diseños de patrones de inyección, una vez se tengan las pruebas de laboratorio analizadas, de que método proporciona una mejor eficiencia y desempeño en la formación.

Realizar la factibilidad para la captura y almacenamiento del gas de la formación Caballos, especialmente en el área occidente del Putumayo, donde el contenido de CO₂ es del 95%. Para este caso, se recomienda realizar un estudio de integridad de revestimiento para implementar este método de recobro debido a los problemas de corrosión que puede causar el CO₂ en el pozo, especialmente cuando hay un rompimiento temprano del gas inyectado.

BIBLIOGRAFIA

DELGADO G. Luis y GÓMEZ Adriana.; “Screening Binario de Recobro Mejorado Campo Loro. Soluciones tecnológicas inyección de agua”, Soluciones tecnológicas Inyección de agua, Ecopetrol, 2009.

DELGADO N., CORREA A. y RINCÓN O., “Screening de Recobro Mejorado Aplicado a Yacimientos Colombianos”, Tesis Ing. de Petróleos UIS, 1992.

EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS, ECOJETROL S.A. Informe Técnico Campo Sucumbíos. Bogotá. 2012. p. 8

GUERRERO, Cindy y ZAMORA, Héctor. Evaluación de un proceso de estimulación con CO₂ miscible utilizando simulación numérica. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Santander. Bucaramanga, 2011, 145 p.

JIMÉNEZ, Robinson y DÍAZ MUÑOZ, Samuel. Inyección alternada de agua y gas (WAG) generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación, 2 p.

JULIVERT, M. Léxique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie, Precambrien, Paleozoique, Mesozoique et intrusions d’age. Paris. 1968. p. 475.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. Producción primaria, secundaria y terciaria, p. 15.

PÉREZ E. y PLATA E. Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil sometidos a Inyección de Gas, Tesis Ing. de Petróleos UIS, 1994.

PEREZ, Romel, SANDOVAL, Jorge y BARBOSA, Carolina, Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. Artículo Revista UIS.

TABER J., Martin F., SERIGHT R. EOR Screening Criteria Revisited- Part 2: Applications and Impact of Oil Prices, paper SPE 39234.

TABER J., Martin F., SERIGHT R. EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects”, paper SPE 35385.

TRUJILLO PORTILLO Martha Liliana, MERCADO SIERRA, Diana Patricia, MAYA, Gustavo Adolfo, CASTRO GARCÍA, Rubén Hernán, SOTO, Claudia Patricia, PÉREZ, Héctor Hugo y GÓMEZ, Vicente - (Ecopetrol S.A.). Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods, 2010.

YANIZ, Ricardo. Recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR). p. 36.